

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи

Белобородов Сергей Сергеевич



МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА
ВЫСОКОМАНЕВРЕННОЙ ТЭЦ ДЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ СУТОЧНЫХ
ГРАФИКОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОЭС РОССИИ.

Специальность: 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация
на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук
доцент
Дудолин Алексей Анатольевич

Москва 2019

Оглавление

	Оглавление	2
	Введение	5
Глава I	Многофакторный анализ соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в ЕЭС России	16
1.1.	Структура потребления и генерации в ЕЭС России .	16
1.1.1.	Климатические особенности Российской Федерации	16
1.1.2.	Потребление электрической энергии (мощности) и тепла в Российской Федерации	17
1.1.3.	Зависимость точности прогноза температуры воздуха от горизонта прогнозирования	20
1.1.4.	Структура генерирующих мощностей в ЕЭС России	22
1.1.5.	Сравнение экологических показателей ЕЭС России с зарубежными энергосистемами	29
1.2.	Покрытие сезонной и суточной неравномерности потребления электроэнергии и тепла	31
1.2.1.	Выбор состава генерирующего оборудования для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии и тепла	31
1.2.2.	Генерирующее оборудование, работающее в «базовой» части суточного графика потребления электроэнергии.	37
1.2.3.	Генерирующее оборудование, работающее в пиковой и полупиковых частях суточного графика потребления электроэнергии.	43
1.3.	Критерии маневренности электростанций.	47
1.3.1.	Проектирование развития энергосистемы. Соответствие структуры потребления и структуры генерации в ЕЭС России. Балансовая надёжность. .	47
1.3.2.	Выбор между маневренными электростанциями и системами накопителей.	51
1.3.3.	Критерии маневренности генерирующего оборудования.	52
1.3.4.	Регулировочный диапазон	52
1.3.5.	Продолжительность пуска	56
1.3.6.	Количество пусков в течение паркового ресурса	59
1.3.7.	Скорость изменения нагрузки	60
1.3.8.	Топливная эффективность маневренной электростанции	65
1.3.9.	Экологические требования	68
1.3.10.	Влияние серийности производства на стоимость	

	ГТУ	70
1.3.11.	Разнесение расхода топлива между производством электрической энергии и тепла.	71
1.4.	Обзор реализованных проектов	72
1.4.1.	Описание схем ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-КЭС и ПГУ-ТЭЦ .	72
1.4.2.	Анализ параметров газовых турбин, выпускаемых серийно.	73
1.4.3.	Анализ реализованных проектов малых маневренных тепловых электростанций.	76
1.5.	Выводы к Главе 1	80
Глава II	Методические подходы для оптимизации структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России	83
2.1.	Методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме	83
2.1.1.	Анализ сбалансированности энергосистемы, наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации	87
2.1.2.	Влияние строительства пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации	102
2.1.3.	Влияние резервирования на объём базовой генерации в энергосистеме	110
2.2.	Методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической и тепловой энергии	114
2.3.	Выводы к Главе 2	132
Глава III	Разработка тепловой схемы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ	134
3.1.	Выбор основного оборудования высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ	136
3.2.	Принципиальная схема высокоманевренной ТЭЦ	147
3.3.	Тепловая схема высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ	150
3.4.	Выводы к Главе 3	152
Глава IV	Исследование режимов работы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ	153
4.1.	Режимы работы в отопительный период	154
4.2.	Режимы работы в неотапливаемый период	158
4.3.	Работа в «островном» режиме	163
4.4.	Экологические характеристики	163

4.5.	Выводы к Главе 4	165
Глава V	Экономический анализ влияния строительства высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ на повышение эффективности ЕЭС России.	166
5.1.	Режимы потребления и загрузки генерации	166
5.1.1.	Режимы потребления и загрузки генерации в летний период	166
5.1.2.	Режимы потребления и загрузки генерации в зимний период	170
5.2.	Увеличение числа часов использования установленной мощности базовой генерации в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ	172
5.3.	Снижение требуемого включённого резерва электрической мощности в ЕЭС России в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.	173
5.4.	Снижение потребление органического топлива в ЕЭС России в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.	175
5.5.	Снижение стоимости электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии (РСВ) в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.	177
5.6.	Снижение выбросов CO ₂ и NO _x в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.	178
5.7.	Снижение стоимости тепловой энергии	179
5.8.	Снижение затрат на сетевую инфраструктуру	180
5.9.	Загрузка производственных мощностей энергомашиностроительных предприятий в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.	180
5.10.	Окупаемость внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ на базе системного эффекта.	181
5.11.	Выводы к Главе 5	182
	Заключение	184
	Литература	186
	Приложения	206

Введение

Актуальность работы

В настоящее время активно обсуждаются вопросы ведения электрических режимов в единой энергосистеме, покрытия неравномерности суточного графика потребления электрической энергии. Активное строительство объектов «зелёной» генерации, атомных электростанций и мусоросжигательных электростанций ухудшает режимы работы электрических станций, требует повышения маневренности существующей и новой генерации, либо строительства накопителей разных типов, способных выравнять электрический график. Активно разрабатываются подходы «Smart grid» и «Energy net».

Однако вышеназванные подходы не учитывают вопросы оптимизации электро- и теплоснабжения одновременно, стоимости электрической энергии и тепла для конечных потребителей, системного экологического эффекта, а также влияния строительства новой генерации на режимы работы существующих ТЭЦ. Наблюдается снижение теплофикационной выработки ТЭЦ в балансе электрической энергии и мощности.

Учитывая текущие тенденции развития распределённой генерации, роста стоимости электрической энергии и мощности на оптовом рынке, стремление промышленных потребителей застраховать себя от роста цен путём отключения от ЕЭС России, остро стоит вопрос обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей в Единой энергосистеме России, обладающей технологической и экономической эффективностью. Разработка высокоманевренных тепловых электрических станций, способных обеспечить ведение электрических и тепловых режимов в широком диапазоне является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования

Началом системного подхода в энергетике является План ГОЭРЛО, разработанный под руководством Г. М. Кржижановского в 1920 году.

Научный вклад в развитие системных исследований в энергетике, теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий внесли Л.А. Мелентьев., М.А. Стырикович, Е.Я. Соколов и др.

В настоящее время работы в области оптимизации режимов работы тепловых электростанций, повышения эффективности электро- и теплоснабжения потребителей продолжают научные школы кафедры ТЭС НИУ МЭИ (Аракелян Э.К., Буров В.Д., и др.) ОАО ВТИ (Г.Г. Ольховский, Ю.А. Радин и др.), представители ИСЭН РАН (Н.И. Воропай, В. А. Стенников и др.), представители ИНЭИ РАН (А.А. Макаров, С.П. Филипов и др.), представители НП «Ростепло» (В.Г. Семёнов и др.), представители СГТУ (А.И. Андрющенко и др.).

Настоящая работа посвящена многофакторному анализу Единой энергосистемы РФ разработке методических подходов по оптимизации структуры генерирующих мощностей, повышения эффективности и экологичности энергоснабжения потребителей. Разработке схемы высокоманевренной ТЭЦ и оценки потенциала ее применения в энергетике РФ.

Цель диссертационной работы

Целью работы является повышение эффективности Единой энергосистемы РФ и снижение выбросов CO₂ и NO_x за счёт оптимизации структуры генерирующих мощностей и использовании высокоманевренных ТЭЦ на базе газотурбинных технологий.

Для достижения цели решается ряд задач:

1. Анализ информационных данных по структуре потребления, структуре генерирующих мощностей в ЕЭС России, климатическим особенностям.
2. Разработка методического подхода к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме, в том числе:
 - определение сбалансированности энергосистемы (энергорайона);

- определение потребности энергосистемы в пиковой генерации в зависимости от объёма атомных электростанций, «зелёной» генерации и электростанций, работающих на принципе утилизации твёрдых коммунальных отходов;
 - определение зависимости объёма включённой базовой генерации от горизонта прогнозирования потребления в энергосистеме.
3. Проведение на основе разработанного методического подхода оценки сбалансированности энергосистемы (энергорайонов), потребности в маневренных (пиковых) мощностях, влияния горизонта прогнозирования потребления в энергосистеме на объём включённой базовой генерации.
 4. Разработка методического подхода для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической и тепловой энергии.
 5. Разработка требований к высокоманевренной ТЭЦ, предназначенной для работы как по электрическому, так и по тепловому графику нагрузок, с регулировочным диапазоном до 100% располагаемой электрической мощности.
 6. Разработка тепловой схемы высокоманевренной тепловой генерации и проведение расчётов работы электростанции в отопительный и межотопительный периоды.
 7. Разработка рекомендаций по оптимизации структуры генерирующих мощностей и использование высокоманевренных ТЭЦ.

Научная новизна

Разработан новый методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме.

Выполнена оценка на основе разработанного методического подхода сбалансированности всех объединённых энергосистем (ОЭС), потребности в

высокоманевренных мощностях, влияния горизонта прогнозирования потребления на объём включённой базовой генерации.

Разработан новый методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической и тепловой энергии. Проведена оценка конкурентоспособности ТЭЦ;

Определены требования к высокоманевренной ТЭЦ, способной работать как по электрическому, так и по тепловому графику нагрузок, с регулировочным диапазоном до 100% располагаемой электрической мощности.

С учётом требований разработана тепловая схема высокоманевренной ТЭЦ и выполнены расчёты в годовом разрезе для ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада.

Предложен алгоритм по оценке эффективности инвестиций при внедрении высокоманевренных ТЭЦ в энергосистеме.

Теоретическая значимость

Впервые сформулированы методический подход определения оптимальной структуры генерирующих мощностей в энергосистемах (энергорайонах), основанный на разработанных математических моделях и алгоритмах расчёта параметров ЕЭС России; методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической и тепловой энергии, основанный на разработанных математических моделях и алгоритмах расчёта параметров и критериев топливной эффективности работы тепловых электростанций; требования к высокоманевренной тепловой электростанции; разработана тепловая схема высокоманевренной тепловой электростанции.

Практическая значимость работы определяется возможностью применения разработанных методических подходов для определения сбалансированной структуры генерирующих мощностей в энергосистеме при

разработке энергетической стратегии Российской Федерации, Схемы размещения генерирующих мощностей в Российской Федерации, Схем и программ развития электроэнергетики отдельных энергосистем и ЕЭС России в целом, Схем теплоснабжения городов и муниципальных образований. Разработанная схема высокоманевренной тепловой электростанции, способной работать как по электрическому, так и по тепловому графику нагрузок, позволит обеспечить требуемый регулировочный диапазон в энергосистеме, повысить топливную эффективность, улучшить экологические и экономические параметры электро- и теплоснабжения потребителей.

Методология и методы исследования, применяемые в диссертационной работе, включают в себя общенаучные теоретические методы исследования, в том числе: многофакторный анализ, моделирование, системный анализ.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту

Методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме, в том числе:

- определения сбалансированности энергосистемы (энергорайона);
- определения потребности энергосистемы в высокоманевренной генерации в зависимости от объёма атомных электростанций, «зелёной» генерации и электростанций, работающих на принципе утилизации твёрдых коммунальных отходов;
- определения зависимости объёма включённой базовой генерации от горизонта прогнозирования потребления в энергосистеме.

Оценка сбалансированности энергосистемы (энергорайонов), потребности в высокоманевренных мощностях, влияния горизонта прогнозирования потребления на объём включённой базовой генерации.

Методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической и тепловой энергии.

Требования к маневренной тепловой электростанции, способной работать как по электрическому, так и по тепловому графику нагрузок, с регулировочным диапазоном до 100% располагаемой электрической мощности.

Тепловая схема высокоманевренной тепловой генерации и выполненные расчёты работы электростанции в отопительный и межотопительный периоды.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена применением апробированных математических методов, физических законов, использованием фактических исходных данных, сравнением полученных результатов с фактическими режимами в ЕЭС России, применением современных программных продуктов (Excel, Autocad, Thermoflow).

Реализация результатов исследования

Результаты работы внедрены НП «Энергоэффективный город» в бизнес процессах разработки Схем теплоснабжения городов и муниципальных образований. Применение методических подходов позволило оценить конкурентоспособность комбинированной выработки ТЭЦ, объём выработки тепловой энергии в теплофикационном режиме, риски снижения доли комбинированной выработки ТЭЦ в балансе производства тепловой энергии в результате ограничений по электрическим режимам при разработке Схем теплоснабжения Санкт-Петербурга, Липецка и Ярославля, программы развития электростанций Улан-Удэ.

Апробация работы и публикации

Результаты научных исследований по теме диссертационной работы докладывались и обсуждались на заседаниях кафедры «Тепловых электрических станций» НИУ МЭИ (13 декабря 2016 года и 13 марта 2018, Москва), на международной конференции «Современные проблемы теплофизики и энергетики» (11 октября 2017, Москва), на международной энергетической конференции всероссийского открытого постоянно

действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) -2017» (ИНП РАН, 7-8 ноября 2017, Москва), на конференции «Теплоснабжение 2016: приоритеты стратегического развития» (8 сентября 2016 НП Российское Теплоснабжение, Москва), на конференции «Теплоснабжение 2015: Антикризисное реагирование» (9 сентября 2015 НП Российское Теплоснабжение, Москва), на конференции "Теплоснабжение и когенерация 2014" (10 сентября 2014, НП Российское Теплоснабжение, Москва), на экспертном совете Комитета по энергетике ГД РФ (4 февраля 2016 и 9 июня 2017, Москва), на рабочей группе при Комитете по энергетике и инженерному обеспечению (КЭиИО) Администрации Санкт-Петербурга (5 мая 2016, Санкт-Петербург), на заседаниях профессионального энергетического клуба (20 апреля 2017, 19 января 2017 и 20 октября 2016, ПРЭН-клуб, Москва), II Климатическом форуме городов (6-7 сентября 2018, Москва).

Основные положения диссертации отражены 12-ти публикациях, в том числе 6 из которых прошли проверку рецензированием ведущих специалистов при публикации в журналах перечня ВАК: «Энергетик», «Электрические станции», «Новое в Российской электроэнергетике», «Вестник МЭИ». По рассматриваемой теме получены 5 патентов.

Личный вклад

Все разработки, программные реализации и научные результаты, выносимые на защиту и изложенные в тексте диссертации, получены либо автором лично, либо при его непосредственном участии.

Объем работы и её структура

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Содержит 205 страниц, 74 иллюстраций, 38 таблиц. Список используемых источников включает 189 наименований.

Краткое содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы, сформулирована цель и задачи работы, научная новизна и значимость работы, методы исследования,

положения, выносимые на защиту; обоснована степень достоверности полученных результатов.

В первой главе выполнен многофакторный анализ соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в Российской Федерации. Определена потребность ЕЭС России в генерирующем оборудовании разных типов для покрытия неравномерности суточного и сезонного графиков потребления электрической энергии и тепла. Приведен анализ факторов, влияющих на маневренность тепловых электрических станций.

По результатам выполненного многофакторного анализа обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы основные задачи.

Вторая глава посвящена разработке методического подхода к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме (энергорайоне), потребности энергосистемы в высокоманевренных электрических станциях, в экспорте и импорте электрической энергии (мощности) в(из) соседние энергосистемы, влияние резервирования электрической мощности на структуру генерации, а также методического подхода для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической и тепловой энергии.

В третьей главе определены требования к основному оборудованию высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ, разработаны принципиальная, тепловая и расчётная схемы высокоманевренной тепловой электростанции (ГТУ-ТЭЦ).

В четвертой главе проведён анализ режимов работы высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в отопительный и неопотительный периоды, а также в «островном» режиме. Выполнены расчёты для высокоманевренной тепловой электростанции с использованием программного продукта «Thermoflow» для диапазона температуры воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$ для двух вариантов: на базе энергетического пакета Titan-130 производства компании Solar Turbines; на базе энергетического пакета ГТ-16П производства компании Пермские моторы.

В пятой главе выполнены расчёты величины системного эффекта в ЕЭС России от внедрения высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ. Выполнена оценка роста числа часов использования установленной мощности базовой генерации (АЭС, теплофикация и объекты ВИЭ); величины снижения требуемого резерва включённой электрической мощности; снижения расхода топлива в энергосистеме; снижения выбросов CO₂, CO и NO_x; окупаемости за счёт системного эффекта инвестиций в программу внедрения высокоманевренных (пиковых) ГТУ-ТЭЦ в ЕЭС России.

В заключении сформулированы основные результаты исследования.

Список публикаций по теме диссертации

- 1. Белобородов С.С., Юферев Ю.В. «Перспективы развития ТЭЦ Санкт-Петербурга в современных условиях» // «Энергетик» - 2017 - № 2 стр. 3-6 // (репринт) «Энергосовет» - 2017- №48, стр. 21-28 // (репринт) «Новости теплоснабжения» - 2017 - №8, стр. 20-26**
- 2. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации» // НРЭ - 2017 - №7, стр. 6 -16**
- 3. Белобородов С.С., Юферев Ю.В. «К вопросу обоснования выбора между ПТУ и ПГУ в схеме теплоснабжения Санкт-Петербурга» // «Энергетик» - 2017 - №11, стр. 26-28**
- 4. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Сравнение использования паросиловых и парогазовых технологий для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии в ЕЭС РФ.» // «Электрические станции» - 2017 - №12, стр. 20-25**
- 5. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла» // «Вестник МЭИ» - 2018 - №2, стр. 21-29**

6. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Влияние пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации» // НРЭ - 2018 - №5, стр. 31-39

7. S S Beloborodov A A Dudolin «Analysis of the adjustment range in the ups russia and ways of its improvement in the creation of new power facilities» // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 891 (2017) 012199, p. 1-11

8. Белобородов С.С. «Пути решения вопросов повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения, снижения стоимости электрической и тепловой энергии, сохранения ТЭЦ» // «Новости Теплоснабжения» - 2015 - №8 (180) стр. 11-14

9. Белобородов С.С. «Зависимость стоимости электрической энергии от пусков и остановов энергетического оборудования» // «Новости Теплоснабжения» - 2014 - №9 (169) стр. 18-20

10. Белобородов С.С. «Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ?» // «Энергосовет» - 2018 - №1 (51), стр. 16 -25

11. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ регулировочного диапазона в ЕЭС России и пути его совершенствования при создании новых энергообъектов» // материалы международной конференции «Современные проблемы теплофизики и энергетики», тезисы доклада: 9-11 октября 2017 года, издательский дом МЭИ, стр. 39-41, УДК 536.2-621 ББК 31.3 М341.

12. Белобородов С.С. «Оптимальная структура генерации и правила рынка» // материалы международной энергетической конференции всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) -2017», тезисы доклада: ИНП РАН, 7-8 ноября 2017 год, стр. 206-208, УДК 620.9 ББК 31 М43

Патенты:

1. Белобородов С.С. Патент на полезную модель №147509 Тепловая электростанция 05 августа 2014 года

2. Белобородов С.С. Патент на полезную модель №147754 Тепловая электростанция 05 августа 2014 года
3. Белобородов С.С. Ненашев А.В. Патент на полезную модель №141428 Энергетическая установка 31 декабря 2013 года
4. Белобородов С.С. Ненашев А.В. Патент на полезную модель №140621 Тепловая электростанция 23 января 2014 года
5. Березин С.Р., Белобородов С.С., Ведайко В.И., Левин Б.И. Свидетельство на полезную модель RU 9482 U1 Тепловая электростанция 30 октября 1996 года

Глава 1. Многофакторный анализ соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в ЕЭС России

Обеспечение конкурентоспособности российской экономики является первостепенной задачей. Учитывая структуру экономики, а также климатические особенности РФ, стоимость вырабатываемой в стране электрической и тепловой энергии является одним из основополагающих фактором конкурентоспособности.

Минимальная стоимость энергоресурсов возможна только для эффективной, сбалансированной энергосистемы. Структура генерирующих мощностей должна соответствовать структуре потребления тепловой и электрической энергии, а их размещение на территории Российской Федерации (РФ) должно приводить к снижению потребности в строительстве сетевой инфраструктуры.

Снижение затрат на инфраструктуру обеспечивается за счёт размещения генерации в центрах тепловых и электрических нагрузок.

Проектирование развития энергосистемы является сложной многофакторной задачей, учитывающей технические, технологические, экономические, климатические, экологические и социальные аспекты.

1.1. Структура потребления и генерации в ЕЭС России.

1.1.1 Климатические особенности Российской Федерации:

Объём потребления энергоресурсов в экономике Российской Федерации определяется особенностями географического положения страны. Российская Федерация самое большое государство по площади в мире, расположено в четырёх климатических поясах: арктическом, субарктическом, умеренном и субтропическом. В основном в умеренном климатическом поясе, который подразделяется на области с умеренно-континентальным, континентальным, резко континентальным и муссонным климатом. С ярко выраженными летним и зимним сезонами, характеризующимися положительными температурами летом, и отрицательными зимой.

Среднегодовая температура воздуха в субъектах Северо-Западного, Центрального, Уральского, Сибирского, Приволжского и Дальневосточного федеральных округов ниже $+5^{\circ}\text{C}$, а для значительной части городов и муниципальных образований ниже 0°C . Продолжительность отопительного сезона в данных субъектах превышает 200 дней. В субъектах Южного и Северо-Кавказского федеральных округов среднегодовая температура воздуха составляет от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+14^{\circ}\text{C}$, а продолжительность отопительного сезона составляет от 150 до 200 дней.

1.1.2. Потребление электрической энергии (мощности) и тепла в Российской Федерации.

Потребление электрической энергии характеризуется неравномерностью как в течение суток, так и в течение года. Графики потребления электроэнергии отличаются для рабочих и выходных дней, зависят от доли промышленных потребителей в энергобалансе.

На рисунке 1.1 суточные графики потребления электрической энергии в ЕЭС России, построенные на основании фактических данных АО «СО ЕЭС», 27 февраля 2018 года и 27 июля 2017 года со средними температурами окружающего воздуха $-17,27^{\circ}\text{C}$ и $+21,24^{\circ}\text{C}$ соответственно.

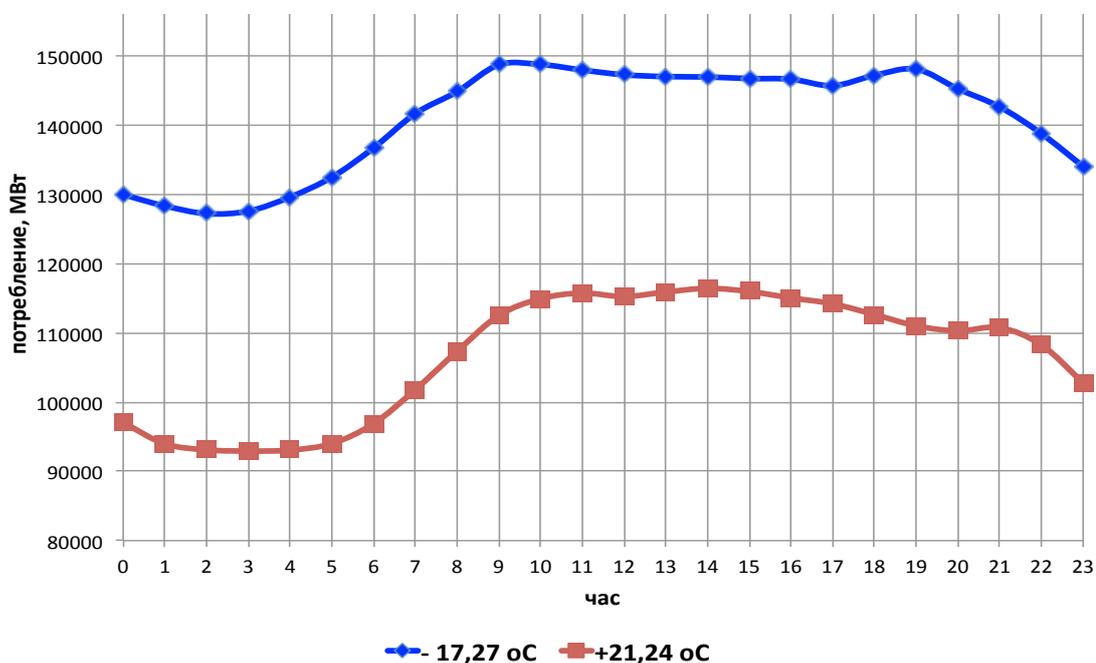


Рисунок 1.1. Потребление электрической энергии в ЕЭС России

Разность суточных максимума и минимума потребления электроэнергии составила 21559 МВт для 27 февраля 2018 года и 23505 МВт для 27 июля 2017 года.

На рисунке 1.2 построены графики потребления электрической энергии (мощности) и температуры наружного воздуха для ОЭС Северо-Запада на основе фактических данных АО «СО ЕЭС» за период с 1 июня 2014 года по 28 февраля 2015 года.

Красный график показывает суточные максимумы потребления, а синий – суточные минимумы. Суточные минимумы потребления в отличие от максимумов в меньшей степени зависят от типа дня (рабочий или выходной).

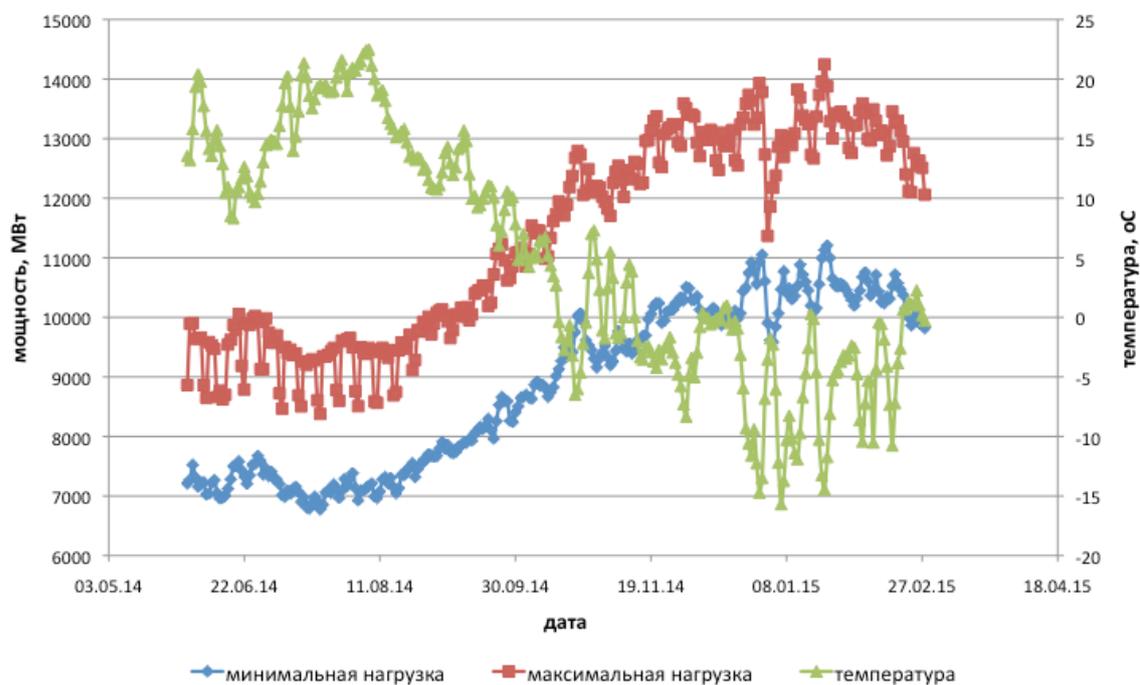


Рисунок 1.2. Суточные максимумы и минимумы потребления ОЭС Северо-Запада.

На рисунках 1.3 и 1.4 построены зависимости суточных максимумов и минимумов потребления от температуры наружного воздуха за период с 1 июня 2014 года по 28 февраля 2015 года.

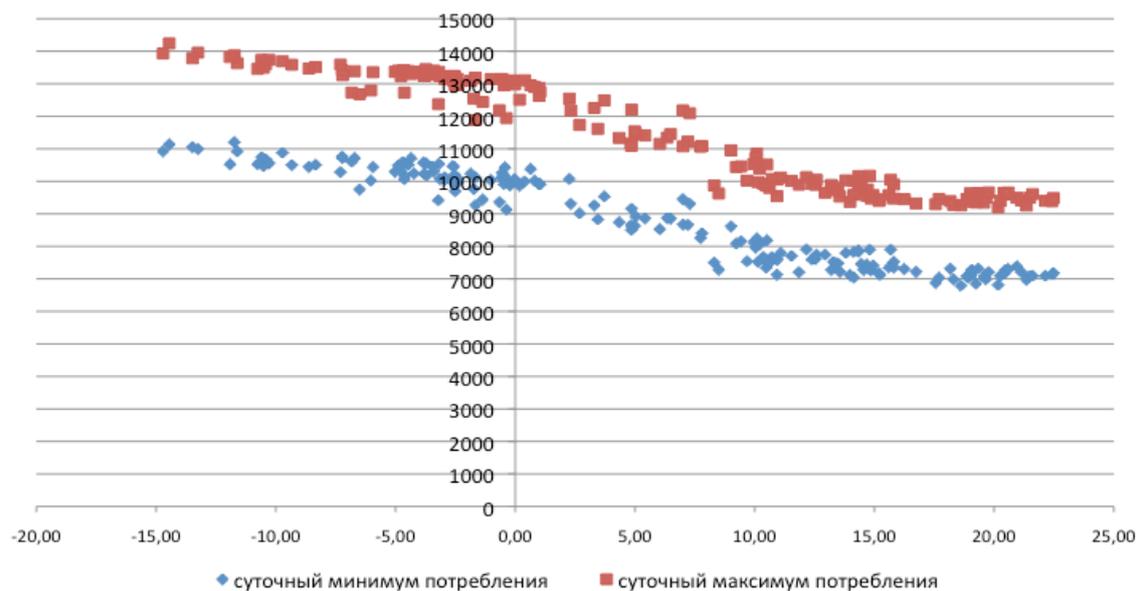


Рисунок 1.3. Зависимость суточных максимумов и минимумов потребления от температуры наружного воздуха за период с 1 июня 2014 года по 28 февраля 2015 года. Рабочий день.

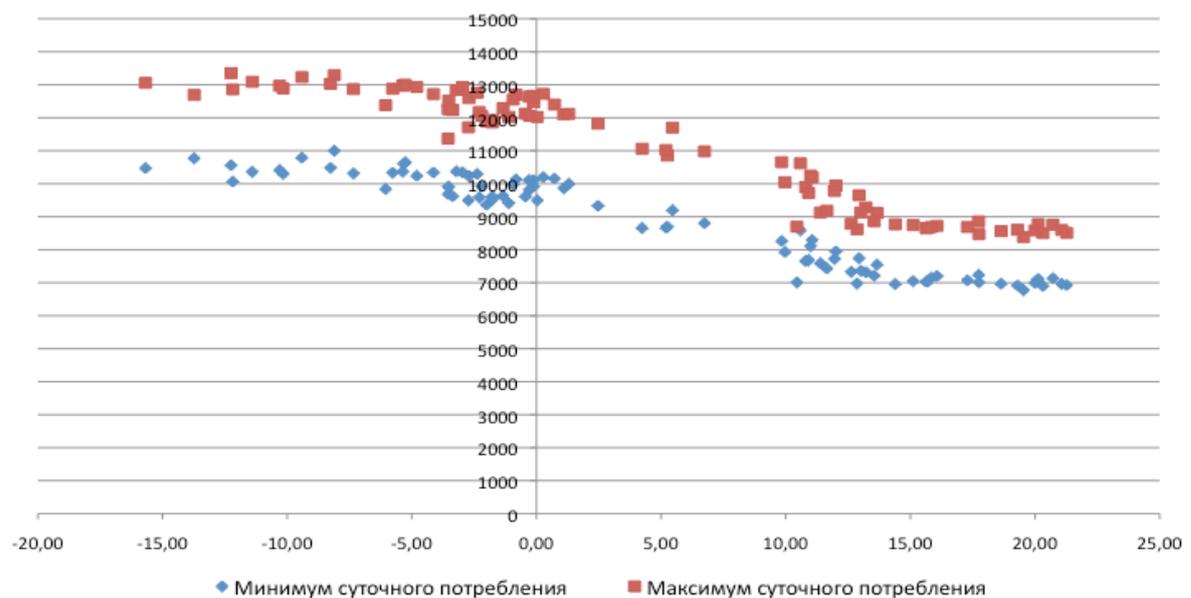


Рисунок 1.4. Зависимость суточных максимумов и минимумов потребления от температуры наружного воздуха за период с 1 июня 2014 года по 28 февраля 2015 года. Выходной день

Потребление тепла осуществляется на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологию. График потребления тепла на отопление зависит от температуры наружного воздуха, а на горячее водоснабжение

(ГВС) имеет ярко выраженную суточную неравномерность с ночным минимумом [1-5].

График Россандра. это график продолжительности суммарной тепловой нагрузки в зависимости от числа часов стояния в течении года температур наружного воздуха. На рисунке 1.5 приведён пример графика Россандера для ТЭЦ в Свердловской области.

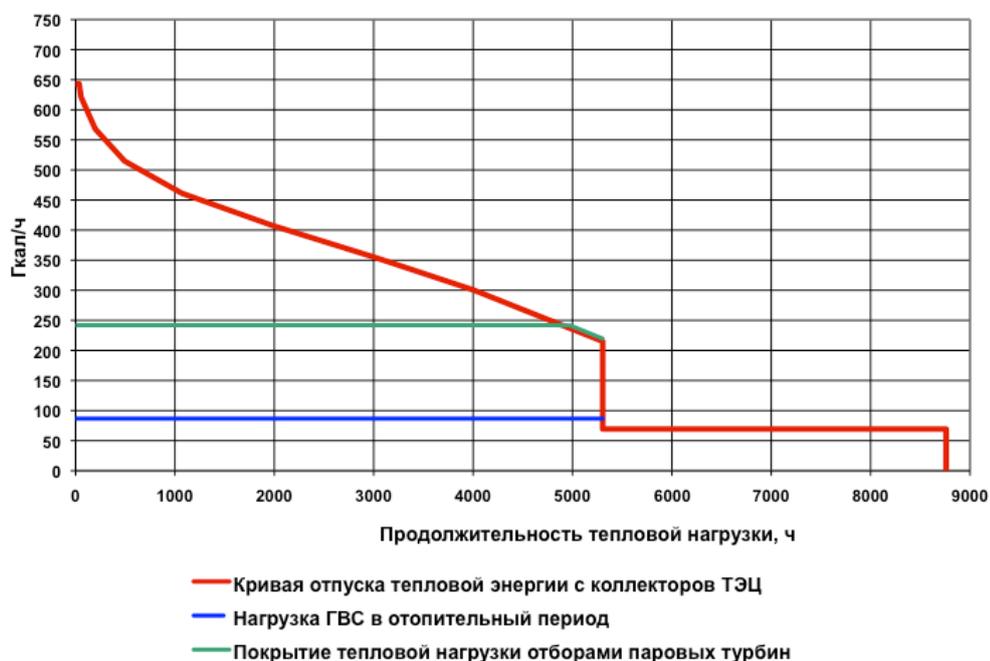


Рисунок 1.5. График Россандера для ТЭЦ в Свердловской области.

Из приведённого графика видно, что около 28% тепловой нагрузки потребляется менее 1000 часов в год.

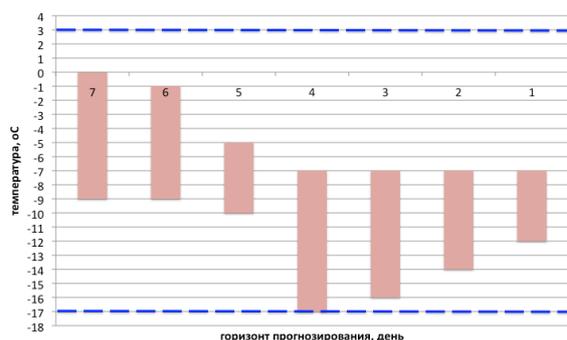
1.1.3. Зависимость точности прогноза температуры воздуха от горизонта прогнозирования.

Точность прогноза потребления электрической энергии и тепла зависит от точности прогноза температуры воздуха. Гидрометцентр России представляет следующие типы метеорологических прогнозов:

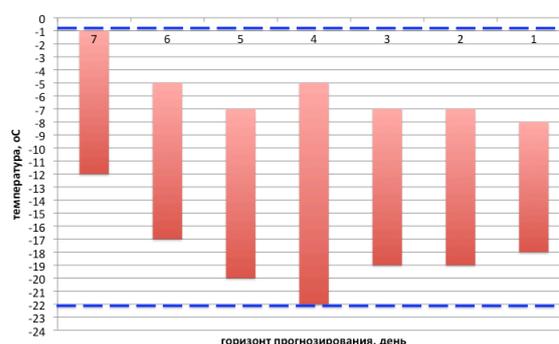
- среднесрочный прогноз погоды - от 72 до 240 часов;
- краткосрочный прогноз погоды – от 12 до 72 часов;
- сверхкраткосрочный прогноз погоды – до 12 часов;

- прогноз текущей погоды – от 0 до 2 часов.

На рисунке 1.6А построена зависимость диапазона температур наружного воздуха от горизонта прогнозирования на 23 января 2018 года в Москве.



А) 23 января 2018 года



Б) 17 марта 2018 года

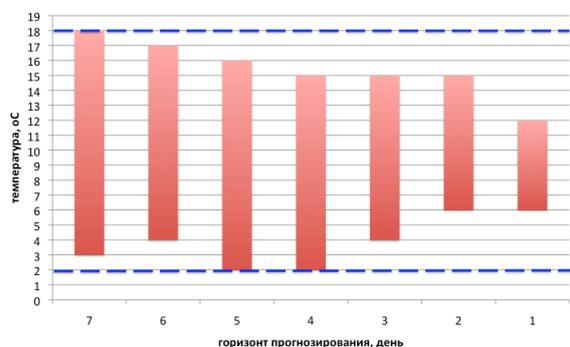
Рисунок 1.6. Гидрометцентр России прогноз температуры воздуха в Москве.

Выполненный анализ прогнозных значений Гидрометцентра России температуры наружного воздуха за период от семи дней до одного дня показал, что коридор разницы максимальной и минимальной температуры составил 20°C, в то время как для прогноза за один день составил 12°C. Прогноз минимальной температуры за неделю изменялся от -9°C до -17°C.

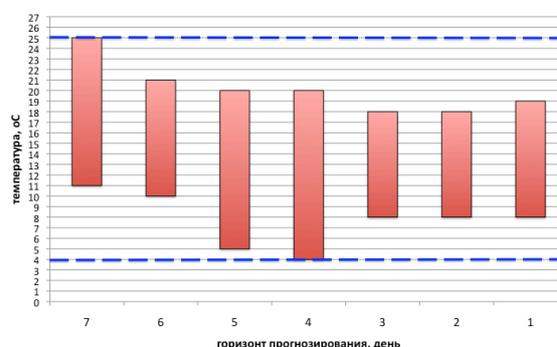
На рисунке 1.6Б построена зависимость диапазона температур наружного воздуха от горизонта прогнозирования на 17 марта 2018 года в Москве. Коридор разницы максимальной и минимальной температуры составил 21°C, в то время как для прогноза за один день составил 17°C. Прогноз минимальной температуры за неделю изменялся от -12°C до -22°C.

На рисунке 1.7А построена зависимость диапазона температур наружного воздуха от горизонта прогнозирования на 19 апреля 2018 года в Москве. Коридор разницы максимальной и минимальной температуры составил 16°C, в то время как для прогноза за один день составил 15°C. Прогноз минимальной температуры за неделю изменялся от +2°C до +6°C, максимальной от +12°C до +18°C.

На рисунке 1.7Б построена зависимость диапазона температур наружного воздуха от горизонта прогнозирования на 14 июня 2018 года в Москве. Коридор разницы максимальной и минимальной температуры составил 21°C , в то время как для прогноза за один день составил 16°C . Прогноз минимальной температуры за неделю изменялся от $+4^{\circ}\text{C}$ до $+11^{\circ}\text{C}$, максимальной от $+18^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$.



А) 19 апреля 2018 года



Б) 14 июня 2018 года

Рисунок 1.7. Гидрометцентр России прогноз температуры воздуха в Москве.

Таким образом, при снижении горизонта прогнозирования точность прогноза температуры наружного воздуха значительно повышается. Учитывая зависимость суточных максимумов и минимумов потребления электрической энергии от температуры получим, что повышение точности прогноза температуры наружного воздуха повышает точность прогноза потребления электрической энергии в энергосистеме.

1.1.4. Структура генерирующих мощностей в ЕЭС России.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 1 января 2018 года на основании «Отчёта о функционировании ЕЭС России в 2017 году» СО ЕЭС составила 239812,2 МВт.

Таблица 1.1. Установленная мощность и КИУМ электростанций ЕЭС России на 1 января 2018 года.

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	КИУМ, %
--------------------	-----------------------------	---------

	МВт	%	2017 год	2016 год
АЭС	27914,30	11,64	83,08	81,38
ГЭС	48449,65	20,20	42,32	42,39
ТЭС	162779,67	67,88	46,29	46,66
СЭС	534,22	0,22	14,67	13,13
ВЭС	134,36	0,06	14,82	5,25

Структура установленной мощности ТЭС : ПСУ – 80,4%; ПГУ – 14,6%; ГТУ – 4,5%; прочее – 0,5%.

Структура производства электрической энергии значительно отличается для разных стран. В таблице 1.2 представлена информация о производстве электроэнергии на угольных и газовых ТЭС, АЭС и ВИЭ. К объектам ВИЭ отнесены ГЭС, ВЭС и СЭС.

Таблица 1.2. Структура производства электрической энергии

2016 год	Угольные ТЭС	Газовые ТЭС	АЭС	ВИЭ*
Дания****	46,0%	7,1%	- %	46,9%
Германия**	43,0%	8,5%	14,7%	33,8%
Китай****	67,4%	3,2%	3,7%	25,7%
США**	31,0%	34,0%	20,0%	15,0%
Южная Корея**	39,0%	25,0%	31,0%	5,0%
Россия***	14,8%	49,5%	18,3%	17,4%
* - Включая ГЭС (ГАЭС), ВЭС, СЭС.				
** - источник: Сайт НП Совет рынка, Зарубежная электроэнергетика.				
*** - источник: Отчёт о функционировании электроэнергетики за 2016 год (предварительный), Минэнерго РФ.				
**** - «Key world energy statistics», IEA, 2017, http://www.iea.org/statistics/				

Из таблицы видно, что доля производства электрической энергии на ГЭС, СЭС, ВЭС в России выше, чем в США, и чуть ниже, чем в Китае. В абсолютном выражении в 2016 году в Германии было выработано 185 млрд кВтч на объектах ВИЭ, в России – 186,7 млрд кВтч.

Автором выполнены расчёты на основании данных [6] (рисунок 1.8) значений коэффициента полезного использования тепла топлива для Германии, Китая, США, России и скандинавских стран. КИТТ тепловых электрических станций в Российской Федерации лучше, чем в Китае, США и Германии. Топливная эффективность российских станций уступает только эффективности электростанций в скандинавских странах.

Доля производства электрической энергии на угольных станциях составляет в Германии 43%, в Китае 67,4%, в США 31%, в Дании – около 46%, что значительно превышает долю угольных ТЭС в энергобалансе России равную 14,8%.

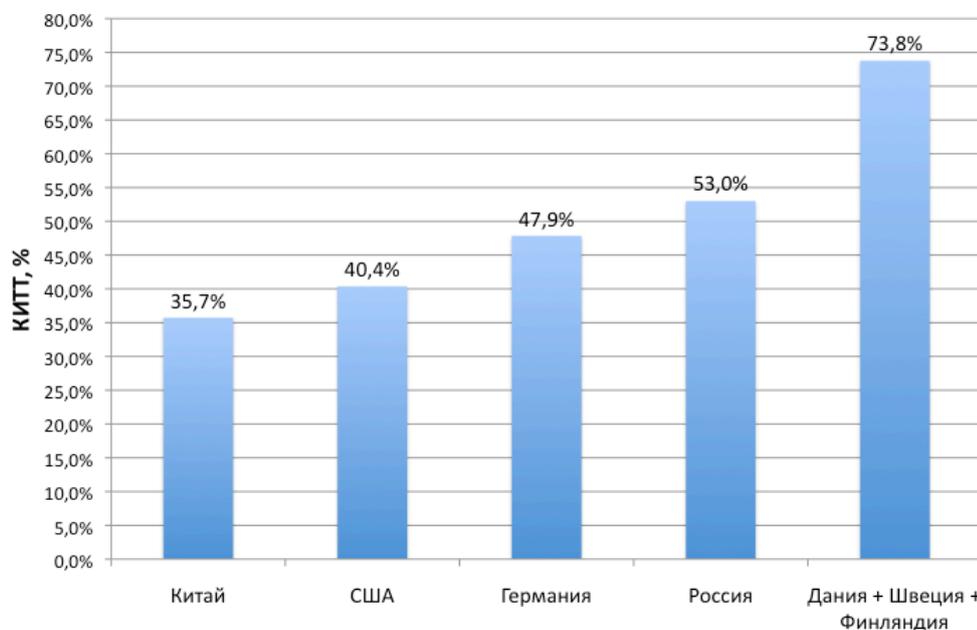


Рисунок 1.8. КИТТ тепловых электростанций.

Автором выполнены расчёты значений КИТТ и электрического КПД угольных электростанций на основании данных о производстве электроэнергии и тепла, расходе топлива ТЭС [6] (рисунок 1.9).

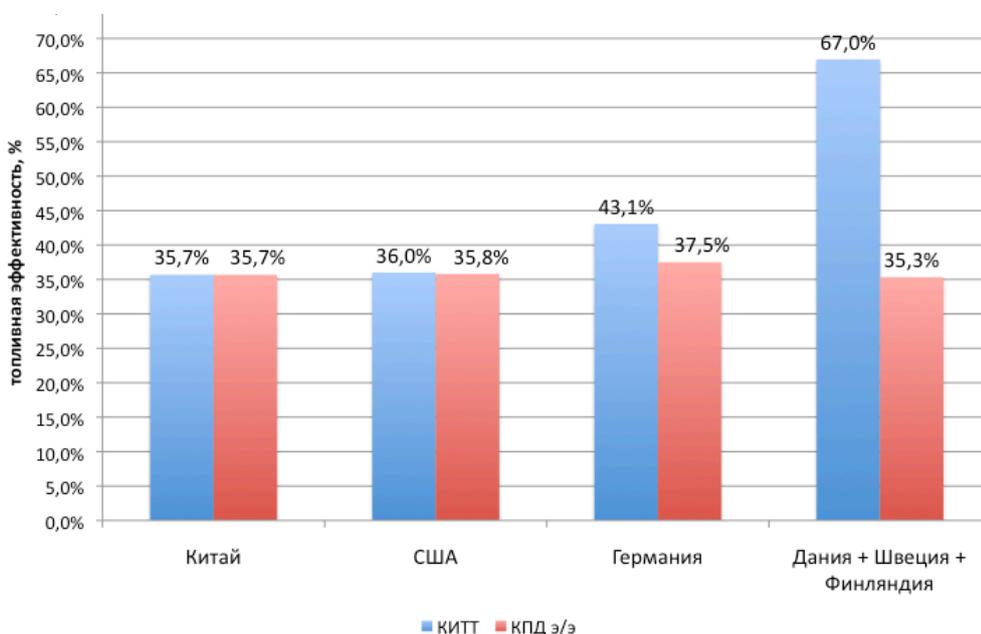


Рисунок 1.9. КИТТ и КПД э/э угольных электростанций.

Электрический КПД угольных электростанций в Дании, Швеции и Финляндии немного ниже значений в Германии, США и Китае, при этом коэффициент полезного использования тепла топлива почти в два раза выше, чем в Китае и США. Высокий КИТТ угольных электростанций определяется значительной долей когенерационной выработки электроэнергии в скандинавских странах.

Автором выполнены расчёты значений КИТТ и электрического КПД газовых электростанций на основании данных о производстве электроэнергии и тепла, расходе топлива ТЭС [6] (рисунок 1.10).

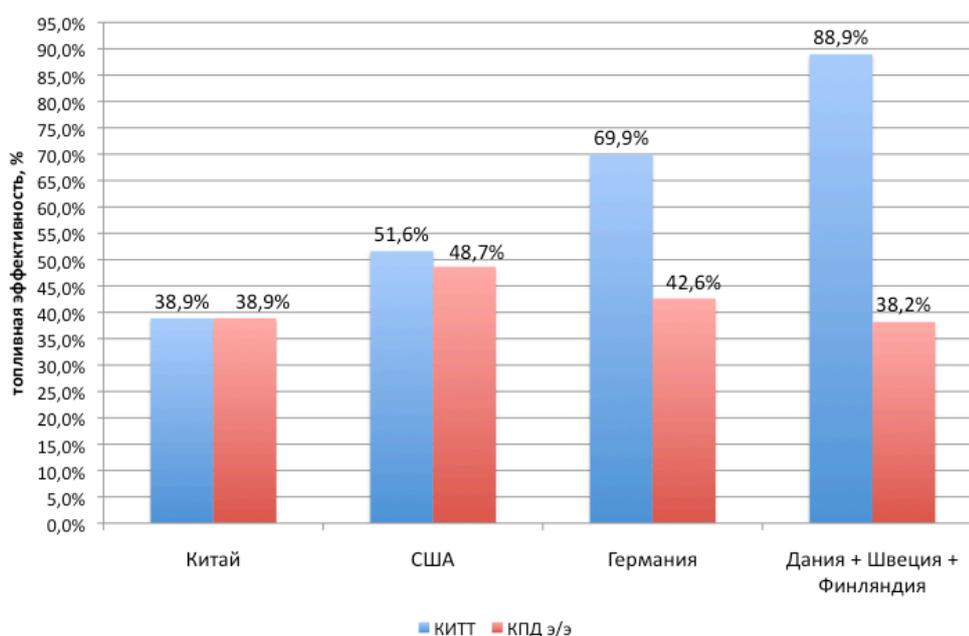


Рисунок 1.10. КИТТ и КПД э/э газовых электростанций.

Электрический КПД газовых электростанций в Дании, Швеции и Финляндии значительно ниже значений в Германии и США, и примерно равен показателям в Китае, при этом коэффициент полезного использования тепла топлива значительно больше, чем в Китае, США и Германии. КИТТ газовых электростанций в скандинавских странах значительно выше, чем у угольных электростанций, их величина характерна для работы газовых электростанций исключительно в режиме когенерации.

Таким образом, анализ топливной эффективности ТЭС показал, что основным направлением развития энергосистем скандинавских стран

является повышение КИТТ путём увеличении доли комбинированной выработки, а не рост электрического КПД отдельных энергоблоков.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)

В Российской Федерации принята программа поддержки объектов ВИЭ [7], предполагающая увеличение установленной мощности в ЕЭС России до 4,5%.

Обсуждение экологических аспектов проектов, как правило, ведётся без проведения комплексного анализа. В основном идёт сравнение абсолютных значений ввода в промышленную эксплуатацию ветро- (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций в США, Китае и Германии без анализа специфики решаемых в зарубежных энергосистемах задач.

В журналах часто описывают успехи разных стран, которые грамотно используют свои климатические преимущества: солнечная электростанция в пустыне Сахара, ветропарк в открытом море у берегов Дании, и так далее.

Одноставочный тариф на электрическую энергию в значительной степени зависит от КИУМ генерации. Офшорные (морские) ВЭС могут иметь КИУМ более 40%, континентальные ВЭС – 12-19%. В Российской Федерации по данным СО ЕЭС КИУМ ВЭС за 2016 год составил чуть более 5% [7].

В 2016 год фактический КИУМ ВЭС в Германии составил 17-18% (для материковой генерации), в Европе в среднем 24% материковый и 41% офшорный (морской), в США 34%, в Китае 19,9% [8].

Таким образом, фактический КИУМ ВЭС в Российской Федерации в 2015 и 2016 годах в 3 раза хуже, чем в Германии, в 5 раз хуже, чем в среднем по Европе по материковым ВЭС, в 7 раз хуже, чем в США, в 8 раз хуже, чем у офшорных ВЭС в Европе.

В Китае принято решение о прекращении строительства ВИЭ в районах, где потери электроэнергии в сетях превышают 10%. Активное строительство ВЭС и СЭС без проведения системного анализа привело к

ситуации, когда значительная часть произведённой электроэнергии теряется в электрических сетях. Доля выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в энергобалансе Китая в 2016 году составила всего 5,3% (СЭС - 1,1%, ВЭС – 4,2%), а уже возникли серьёзные проблемы в электрических сетях и введено ограничение на строительство новой генерации.

Критики «медленного» внедрения объектов ветро- и солнечной генерации в Российской Федерации почему-то не рассматривают вопрос стоимости электрической энергии объектов ВИЭ в нашей стране в сравнении с аналогичными показателями за рубежом, и не учитывают ни платежеспособный спрос, ни структуру оплаты специальных тарифов «зелёной» генерации, ни покупательную способность населения.

Электрическая энергия, вырабатываемая на объектах ВИЭ в Российской Федерации, оплачивается по двухставочному тарифу, тогда как в большинстве стран мира оплата взимается по одноставочному тарифу.

Стоимость электроэнергии ВИЭ:

Стоимость электрической энергии, вырабатываемой солнечными электростанциями с установленной мощностью от 5 до 10 МВт, в Германии, Дании, и США ниже 6 центов за кВтч. Таким образом, стоимость электрической энергии, вырабатываемой солнечными электростанциями, в этих странах не превышает 3,8 руб/кВтч по курсу 2017 года и 2,6 руб/кВтч по курсу 2014 года.

Предельное значение стоимости электрической энергии, вырабатываемой ветровыми электростанциями, в Германии составляет 7 евроцентов за кВтч, а фактическая стоимость меньше 5 евроцентов за кВтч. Таким образом, стоимость электрической энергии, вырабатываемой ветровыми электростанциями, не превышает 3-3,5 руб/кВтч по курсу 2017 года и 2-2,5 руб/кВтч до девальвации рубля по курсу 2014 года.

Таким образом, стоимость электрической энергии, вырабатываемой на объектах ВИЭ, в Российской Федерации значительно выше (в 2-4 раза), чем за рубежом.

В 2017 году стоимость электрической мощности, полученной по результатам проведения КОМ в первой ценовой зоне, ниже подлежащей оплате величины эксплуатационных затрат ВЭС на 36% и ниже величины эксплуатационных затрат СЭС на 55%. Стоит отметить, что КИУМ тепловой генерации в 2016 году составил 46,6% в отличие от 5,25% КИУМ ВЭС и 13,13% КИУМ СЭС.

Перераспределение финансовых ресурсов в пользу ВИЭ приводит к недофинансированию существующей тепловой генерации, обеспечивающей надёжность электро- и теплоснабжения потребителей, а также ведение режимов в ЕЭС России.

Цена электроэнергии для потребителей:

Таким образом, стоимость электрической энергии для промышленных потребителей в Российской Федерации выше, чем за рубежом [9], а потребление из-за климатических условий больше. Следовательно, с точки зрения затрат на электрическую энергию наша промышленность проигрывает конкуренцию.

Стоимость электрической энергии для населения в Российской Федерации значительно ниже, чем за рубежом [10], но и платежеспособность населения также значительно ниже. Население не может оплачивать высокую стоимость «зелёной» генерации.

Стоимость электроэнергии для промышленных предприятий в России выше, чем за границей. Завышенные «зелёные» тарифы делают нашу промышленность не конкурентоспособной.

В результате резервирования выработки ВИЭ ухудшаются режимы работы тепловой генерации, из баланса выдавливается теплофикационная выработка ТЭЦ.

Непродуманное внедрение ВИЭ приводит к росту:

- цены электрической энергии;
- цены электрической мощности;

- цены тепловой энергии;
- выбросов вредных веществ.

Рост стоимости тепла для конечных потребителей при низком платежеспособном населении спросе приводит к социальной нестабильности.

Для развития ВИЭ в России необходимо значительно (в разы) снизить стоимость производства электрической энергии «зелёной» генерацией.

1.1.5. Сравнение экологических показателей энергосистем

Необходимо сравнивать выбросы вредных веществ при одинаковых условиях. Расход топлива и выбросы вредных веществ необходимо распределять пропорционально количеству топлива, отнесённого на выработку электрической или тепловой энергии. К сожалению, в большинстве случаев [6,11] сравнивается исключительно производство электрической энергии, а производство тепла остаётся за рамками анализа.

Когенерация в России в 2011 году составила около 28% [12]. В США и Германии преобладает раздельное производство электрической энергии и тепла. Известно, что при комбинированной выработке электрической энергии и тепла повышается топливная эффективность, снижается количество используемого топлива, и, как следствие, снижается количество выбросов вредных веществ.

Автором выполнена оценка количества выбросов CO₂ для Германии, Дании, Китая, США, Южной Кореи, России, а также средние показатели в мире. Средние значения удельных выбросов CO₂ для угольных технологий составляет 960 гCO₂/кВтч, а для газовых 450 гCO₂/кВтч [11]. Оценка для каждой страны проведена с учётом структуры топливного баланса, топливной эффективности электростанций, доли когенерации в балансе электрической энергии. Для сравнения стран использовались удельные значения выбросов CO₂, определяемые делением общего количества выбросов на весь объём производства электрической энергии в стране на

электростанциях всех типов, включая объекты ВИЭ. Результаты расчётов представлены на рисунке 1.11.

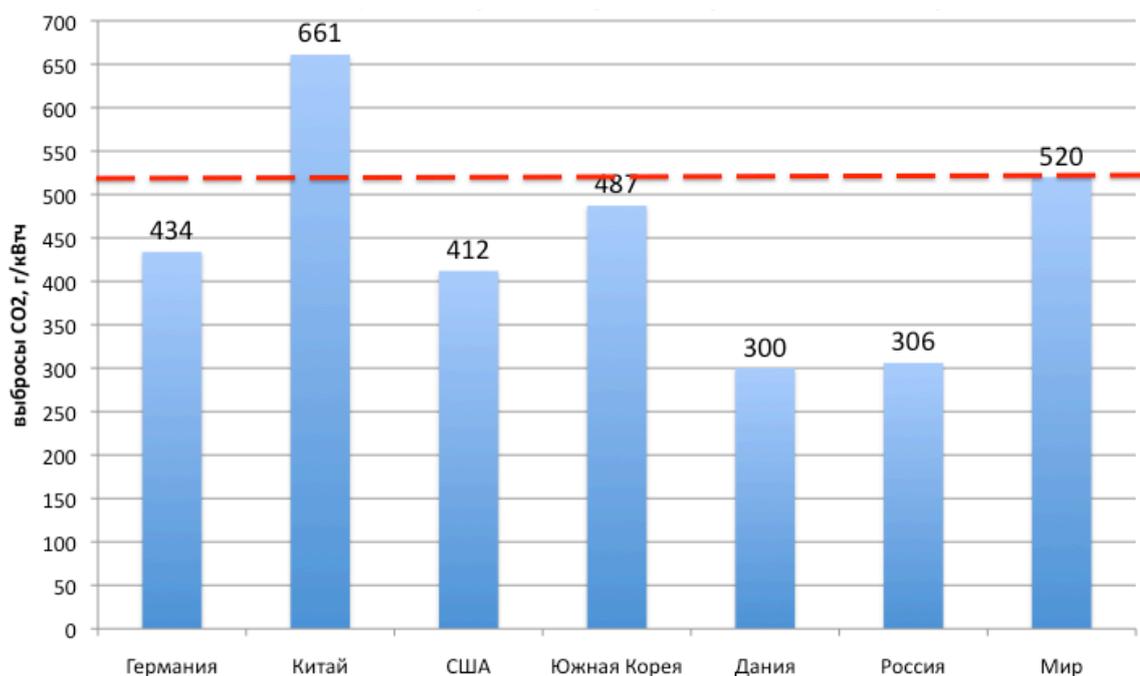


Рисунок 1.11. Сравнение удельных значений выброса углекислого газа (CO₂) на выработку электрической энергии.

Проведённая оценка эмиссии CO₂ показала, что наилучшие показатели из рассматриваемых стран имеют Дания и Российская Федерация – около 300 гCO₂/кВтч. Показатели Германии и США превышают 400 гCO₂/кВтч, а у Китая больше 600 гCO₂/кВтч. Среднее значение в мире оценивается в 520 гCO₂/кВтч. Более точные оценки можно получить, обладая фактическими значениями эмиссии CO₂ для каждой электростанции. Чем ниже доля угольной генерации и больше доля когенерации в энергобалансе страны, тем ниже эмиссия CO₂.

Таким образом, более высокий электрический КПД тепловой генерации не является гарантией низкой эмиссии CO₂. Основным направлением снижения эмиссии CO₂ должно быть увеличение КИТТ электростанций в результате роста доли теплофикационной выработки в энергетическом балансе Российской Федерации.

Сектор электроэнергетики Российской Федерации является одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO₂. Удельные выбросы

CO₂ на выработку электрической энергии (г CO₂/кВтч) в целом по энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Китае, значительно ниже среднемировых значений, и соответствуют Дании.

1.2. Покрытие сезонной и суточной неравномерности потребления электроэнергии и тепла

1.2.1. Выбор состава оборудования для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии и тепла.

Автором выполнен анализ по выбору состава генерирующего оборудования для покрытия сезонных максимумов нагрузки [13]. На рисунке 1.12 на основе данных СО ЕЭС представлены значения собственного максимума потребления электрической мощности в ОЭС Северо-Запада за период с 2012 года по 2016 год.

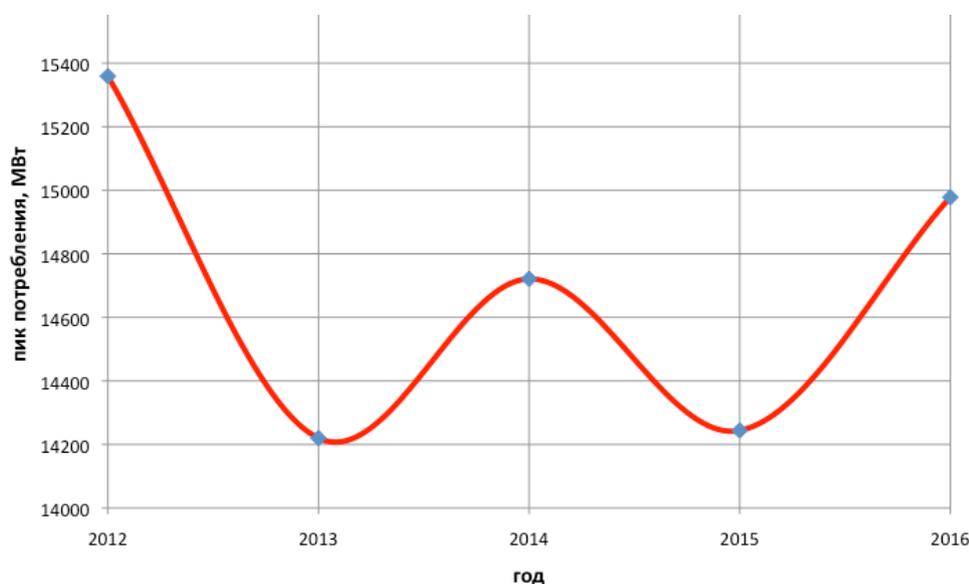


Рисунок 1.12. Собственный максимум потребления электрической мощности в ОЭС Северо-Запада

В таблице 1.3 на основе данных СО ЕЭС приведены значения средней температуре самой холодной пятидневки в ОЭС Северо-Запада за период с 2012 года по 2016 год.

Таблица 1.3. Средняя температура холодной пятидневки в ОЭС Северо-Запада.

год	Холодная пятидневка	Средняя
-----	---------------------	---------

		температура
2012	31 января – 4 февраля	- 22,32 °С
2013	24 января - 28 января	- 13,36 °С
2014	27 января – 31 января	- 17,46 °С
2015	5 января – 9 января	- 12,03 °С
2016	6 января – 10 января	- 21,37 °С

На рисунке 1.13 представлена зависимость собственного максимума потребления электрической мощности в ОЭС Северо-Запада от температуры самой холодной пятидневки за период с 2012 года по 2016 год.

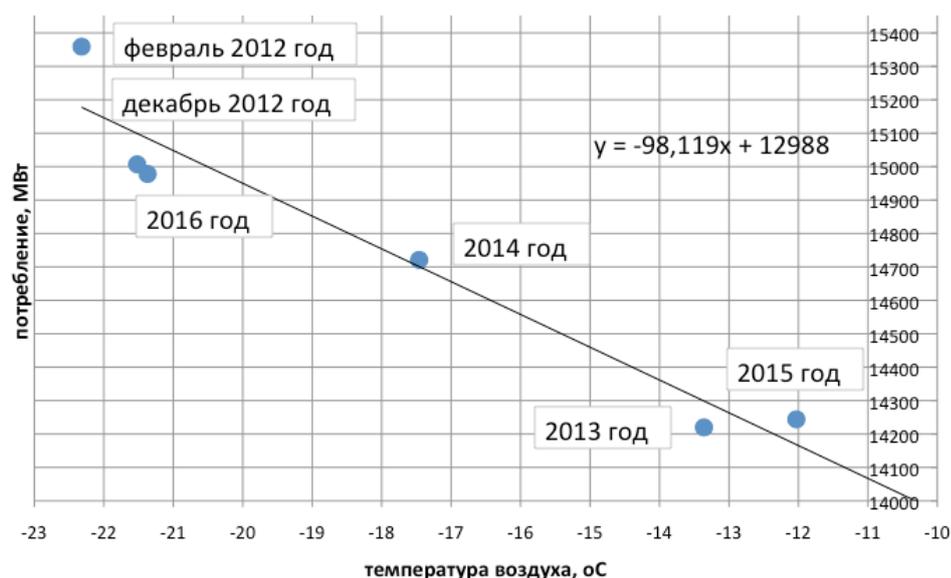


Рисунок 1.13. Зависимость собственного максимума потребления электрической мощности от температуры холодной пятидневки за период с 2012 года по 2016 год в ОЭС Северо-Запада

Как показал анализ данных приведенных на рисунке 1.13, при снижении температуры окружающего воздуха в зимний период на 1°С происходит рост потребления электрической мощности на 98 МВт. Таким образом, основной причиной изменения пика потребления электрической мощности в рассматриваемый период является климатический фактор.

На рисунке 1.14 представлены данные о стоянии среднесуточной температуры ОЭС Северо-Запада для зимних месяцев за период с 2006 по 2016 годы.

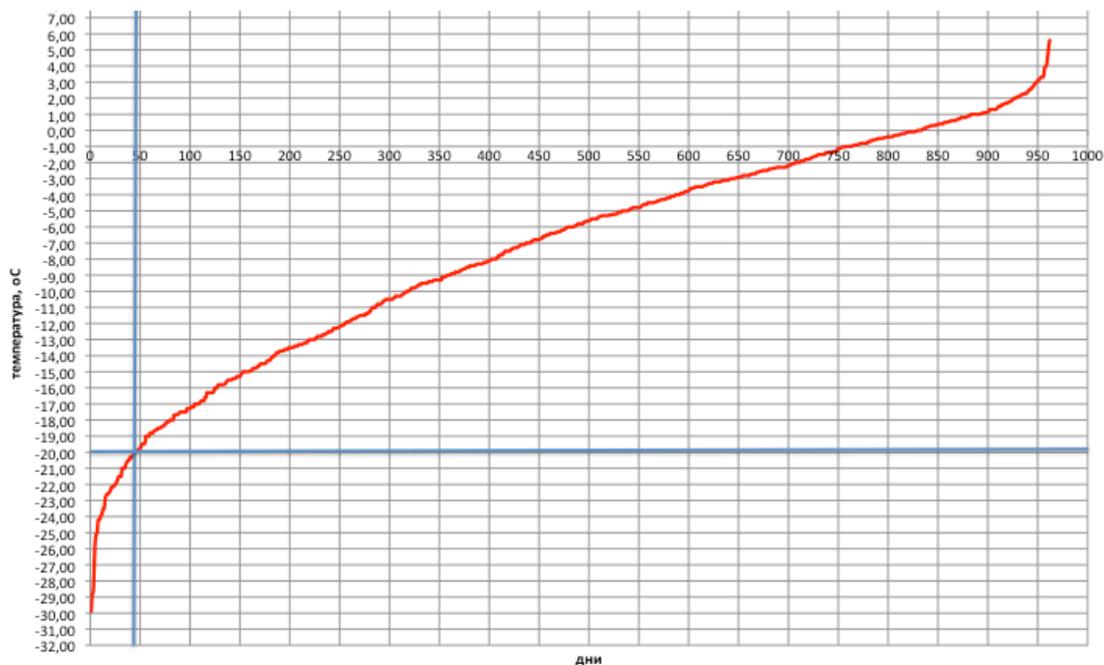


Рисунок 1.14. Среднесуточная температура зимних месяцев
ОЭС Северо-Запада за период с 2006 года по 2016 год.

За 11 лет среднесуточная температура опускалась ниже -20°C менее 50 дней (в среднем менее 5 дней в году), была ниже или равна -25°C всего 7 дней (все в 2006 году).

Наиболее холодная неделя в ОЭС Северо-Запада имела место в январе 2006 года со средней температурой $-26,54^{\circ}\text{C}$.

На рисунке 1.15 представлены данные о потреблении электрической мощности в ОЭС Северо-Запада за период с 1 ноября 2015 года по 31 марта 2016 года. Потребление электрической мощности выше 13000 МВт (от 13000 до 15000 МВт) имело место 400 часов.

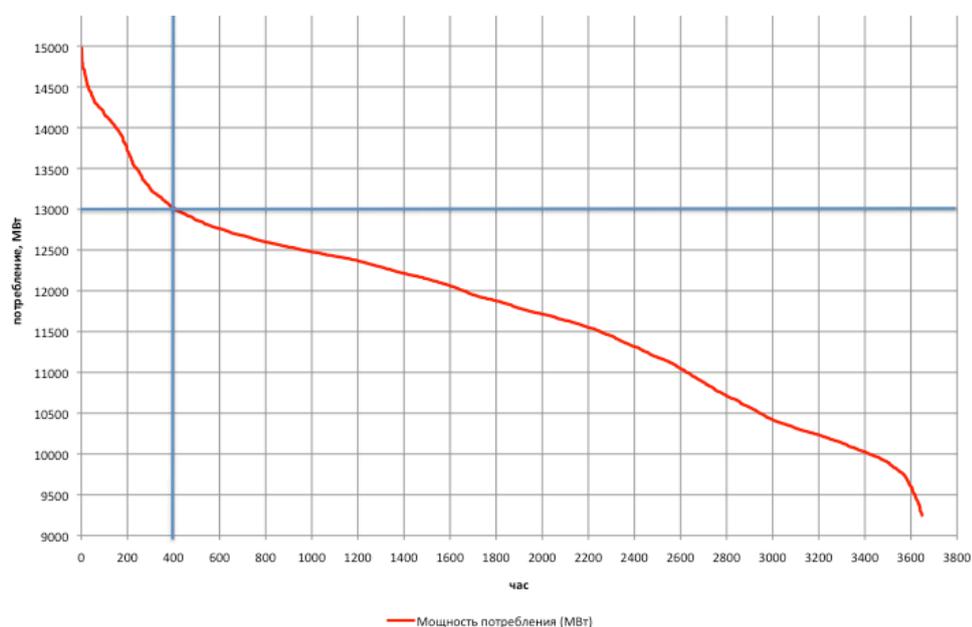


Рисунок 1.15. График потребления электроэнергии ОЭС Северо-Запада с 1 ноября 2015 года по 31 марта 2016 года.

Таким образом, в ОЭС Северо-Запада с 1 ноября 2015 года по 31 марта 2016 года существовала потребность в генерирующем оборудовании электростанций электрической мощностью 2000 МВт всего 400 и менее часов, а 1200 МВт – менее 200 часов.

В дальнейшем, для целей сравнения эффективности участия ПГУ и ПТУ в покрытии сезонных максимумов потребления электрической энергии будет рассматриваться работа электростанций исключительно в конденсационном режиме (без учёта отпуска тепла потребителям). Расчёты выполнены для условия продления ресурса уже построенных ПГУ и ПТУ.

Исходные данные для проведения сравнения себестоимости электрической энергии представлены в таблице 1.4 [14].

Таблица 1.4. Исходные данные для проведения расчётов

Показатель	Размерность	ПГУ	ПТУ
цена топлива	руб/тут	4000	4000
парковый ресурс	час	100000	220000
стоимость продления ресурса	\$/кВт	300	100
стоимость эксплуатации и сервисного обслуживания	руб/МВт в месяц	250000	125000

Все расчёты выполнены в соответствии с формулой 1 для курса рубля, равного 60 руб/\$.

$$C_{э/э} = b_{э/э} \times C_{\text{топлива}} + \frac{C_{\text{ресурс}}}{t_{\text{ресурс}}} + \frac{C_{\text{сервиса}}}{t_{\text{работы}}} \quad (1)$$

где:

$b_{э/э}$ - удельный расход условного топлива

$C_{\text{топлива}}$ - цена топлива

$C_{\text{ресурс}}$ - стоимость продления ресурса

$C_{\text{сервиса}}$ - стоимость сервисного обслуживания и эксплуатации в год

$t_{\text{работы}}$ - время работы в течении года

$t_{\text{ресурс}}$ - парковый ресурс

На рисунке 1.16 представлены результаты расчёта себестоимости электрической энергии в одноставочном исчислении для ПГУ с удельным расходом условного топлива 250 гут/кВт·ч и ПТУ с удельным расходом условного топлива 550 гут/кВт·ч в зависимости от количества часов использования мощности в течение года.

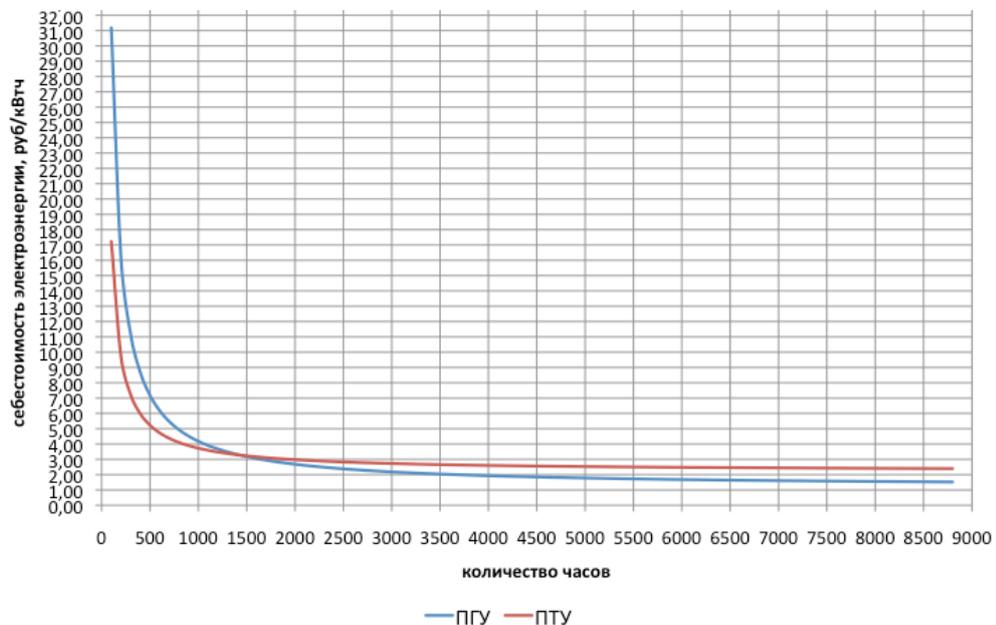


Рисунок 1.16. Сравнение себестоимости электроэнергии ПГУ и ПТУ по одноставочному тарифу от количества часов работы оборудования в году.

Для принятых исходных данных равенство себестоимости электрической энергии ПГУ и ПТУ при одноставочном тарифе выражении достигается при 1450 часах использования установленной мощности генерации в год. Использование ПТУ является предпочтительным при использовании менее 1450 часов в году, а ПГУ имеет себестоимость электроэнергии ниже в случае её использования более 1450 часов.

На рисунке 1.17 представлена кривая, характеризующая равенство себестоимости электроэнергии ПГУ и ПТУ в зависимости от количества часов использования электрической мощности генерирующего оборудования и стоимости топлива для двух значений УРУТ ПТУ, равных 350 гут/кВт·ч и 550 гут/кВт·ч.

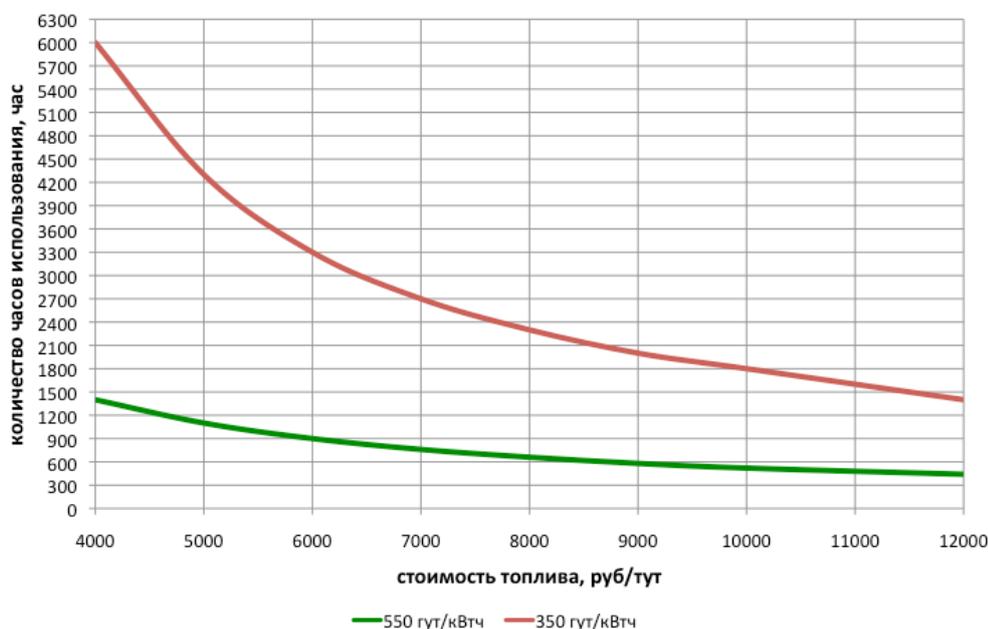


Рисунок 1.17. Равенство себестоимости электроэнергии ПГУ и ПТУ от стоимости топлива и количества часов использования в году.

При УРУТ равном 550 гут/кВт·ч и стоимости топлива 4000 руб/гут количество часов использования установленной мощности составит 1450 часов в год, а для УРУТ, равном 350 гут/кВт·ч, составит 6000 часов в год. При росте стоимости топлива до 12000 руб/гут количество часов использования мощности, при котором себестоимость производства электрической энергии ПГУ и ПТУ будут равны, составит для УРУТ=550 гут/кВт·ч - 440 часов, а для УРУТ=350 гут/кВт·ч - 1400 часов в год.

Активное внедрение ПГУ в ЕЭС России происходит под лозунгом более высокого электрического КПД ПГУ, чем у ТЭЦ без учёта режимов работы оборудования. Приоритет мероприятий по выводу из эксплуатации над восстановлением паркового ресурса генерирующего оборудования ТЭЦ мотивируется тем, что по мнению авторов данное генерирующее оборудование «морально устарело».

Споры о приоритете использования ПГУ в ЕЭС России по сравнению с ПТУ технологиями.

Актуальность рассматриваемого вопроса определяется сложившейся в Российской Федерации тенденцией [15] к выводу из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ и строительством новых парогазовых установок без проведения анализа технологических и экономических последствий для потребителей, анализа эффективности реальных режимов эксплуатации оборудования, паркового ресурса и стоимости жизненного цикла оборудования.

Не учитывается экономический эффект (стоимость электроэнергии) для конечных потребителей от использования ТЭЦ и ПГУ для покрытия суточных и сезонных максимумов нагрузки.

1.2.2. Генерирующее оборудование, работающее в «базовой» части суточного графика потребления электроэнергии.

Автором выполнен анализ конкуренции разных типов генерации на работу в «базовой» части суточного графика нагрузок на примере энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области [14,16].

Анализ фактических данных производства электрической энергии на электростанциях в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области показал ярко выраженную зависимость между производством электроэнергии на тепловых электростанциях и энергоблоках Ленинградской АЭС. Рост производства электроэнергии на энергоблоках АЭС приводил к соответствующему снижению производства электроэнергии на ТЭС.

Энергоблоки Ленинградской АЭС работают в базовой части суточного графика. В соответствии с выполненным анализом доля регулировочного диапазона на Ленинградской АЭС составляет менее 0,25% от её фактической мощности. Таким образом, рост производства электрической энергии атомной генерации приводит в первую очередь к снижению производства тепловой генерации в базовом (теплофикационном) режиме.

На рисунке 1.18 представлены фактические данные производства электроэнергии на ЛАЭС, ТЭС Ленинградской области и Санкт-Петербурга, ТЭЦ Санкт-Петербурга за период с 2008 года по 2015 год (по данным отчётов АО «СО ЕЭС» за 2008-2015 гг.; годовых отчётов АО «ТГК-1» за 2008-2015 гг.; годовых отчётов ПАО «Интер РАО» за 2008-2015 гг.; годовых отчётов АО «Концерн Росэнергоатом» за 2008-2015 гг.). На основании данных по вводу/выводу энергоблоков ЛАЭС и ЛАЭС-2 [17] выполнен прогноз производства электрической энергии на ТЭЦ Санкт-Петербурга до 2032 года.

Существующий избыток базовой электрической мощности не востребован потребителями. Атомные станции имеют приоритет по загрузке. Таким образом, ввод энергоблоков ЛАЭС-2 приведёт к вытеснению из баланса электрической энергии и мощности теплофикационной выработки ТЭЦ Санкт-Петербурга.

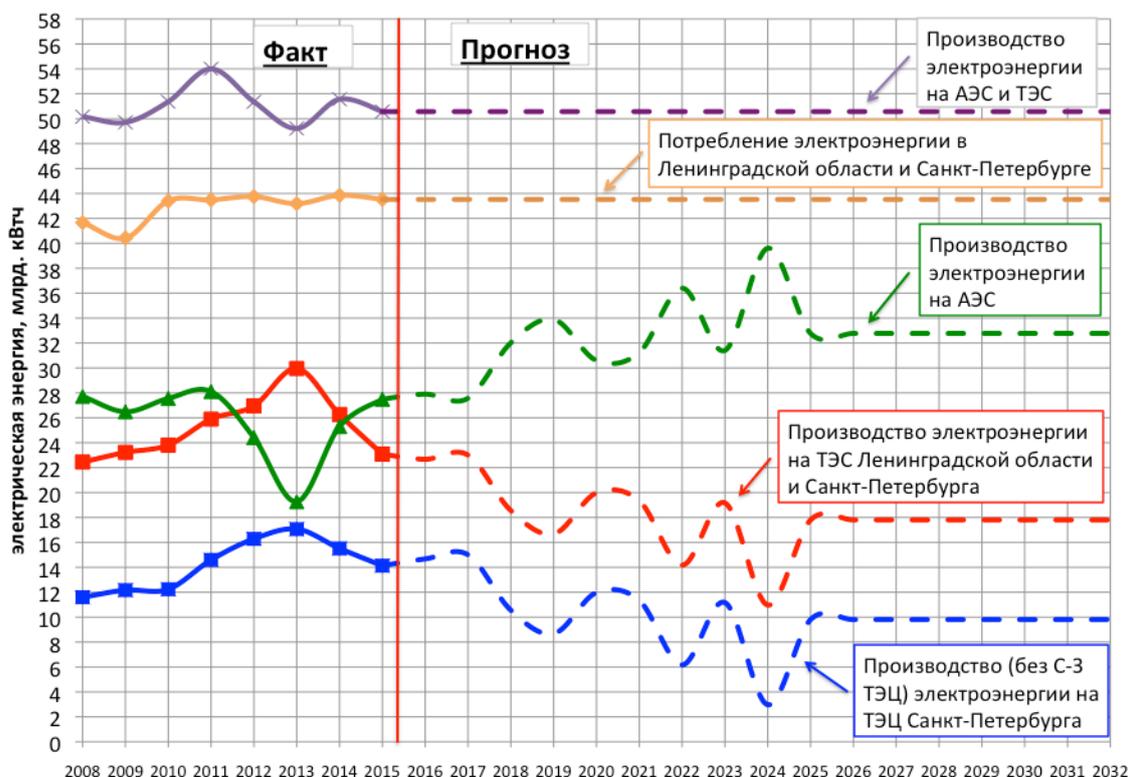


Рисунок 1.18. Факт и прогноз производства электроэнергии ТЭЦ Санкт-Петербурга от загрузки энергоблоков АЭС.

Начиная с 2025 года в результате ввода в эксплуатацию ЛАЭС-2 производство электроэнергии на существующих ТЭЦ Санкт-Петербурга может снизиться на 4 млрд. кВтч (или 29%) от факта 2015 года. В период с 2019 по 2024 год в зависимости от последовательности ввода/вывода оборудования АЭС производство электроэнергии на ТЭЦ может в отдельные годы снижаться от уровня 2015 года на 70%.

В соответствии с прогнозируемым отсутствием роста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме дополнительная мощность ЛАЭС (ЛАЭС-2) вытеснит из баланса базовую мощность тепловой генерации. С 2025 года на расчётный период прогнозируется снижение производства электрической мощности ТЭЦ Санкт-Петербурга на 800 МВт. В зависимости от последовательности ввода/вывода атомных энергоблоков существует риск снижения производства электрической мощности на ТЭЦ Санкт-Петербурга на 1500 МВт от факта 2015 года.

На рисунке 1.19 представлен факт и прогноз отпуска тепловой энергии потребителям Санкт-Петербурга, прогноз выработки тепловой энергии при работе ТЭЦ в теплофикационном режиме, а также максимум и минимум выработки тепловой энергии в результате планируемого ввода в эксплуатацию энергоблоков ЛАЭС-2 при условии, что энергосистема Санкт-Петербурга состоит из ТЭЦ ПТУ или из ТЭЦ ПГУ соответственно.

Производство электрической энергии на ПТУ и ПГУ одинаково и определяется востребованностью в энергосистеме базовой выработки. Разница между производством тепловой энергии на ТЭЦ, работающих в теплофикационном режиме, для вариантов ТЭЦ ПТУ и ТЭЦ ПГУ составит порядка 10 млн Гкал в год, а величина максимума превышает минимум почти в 3 раза. Следовательно, в перспективе в случае выработки тепловой энергии на ПГУ, дополнительные 10 млн Гкал придётся вырабатывать на водогрейных котлах.

Таким образом, планируемый ввод в эксплуатацию энергоблоков ЛАЭС-2 приведет к прогнозируемым рискам снижения доли теплофикационной выработки ТЭЦ в полезном отпуске тепла потребителям Санкт-Петербурга.

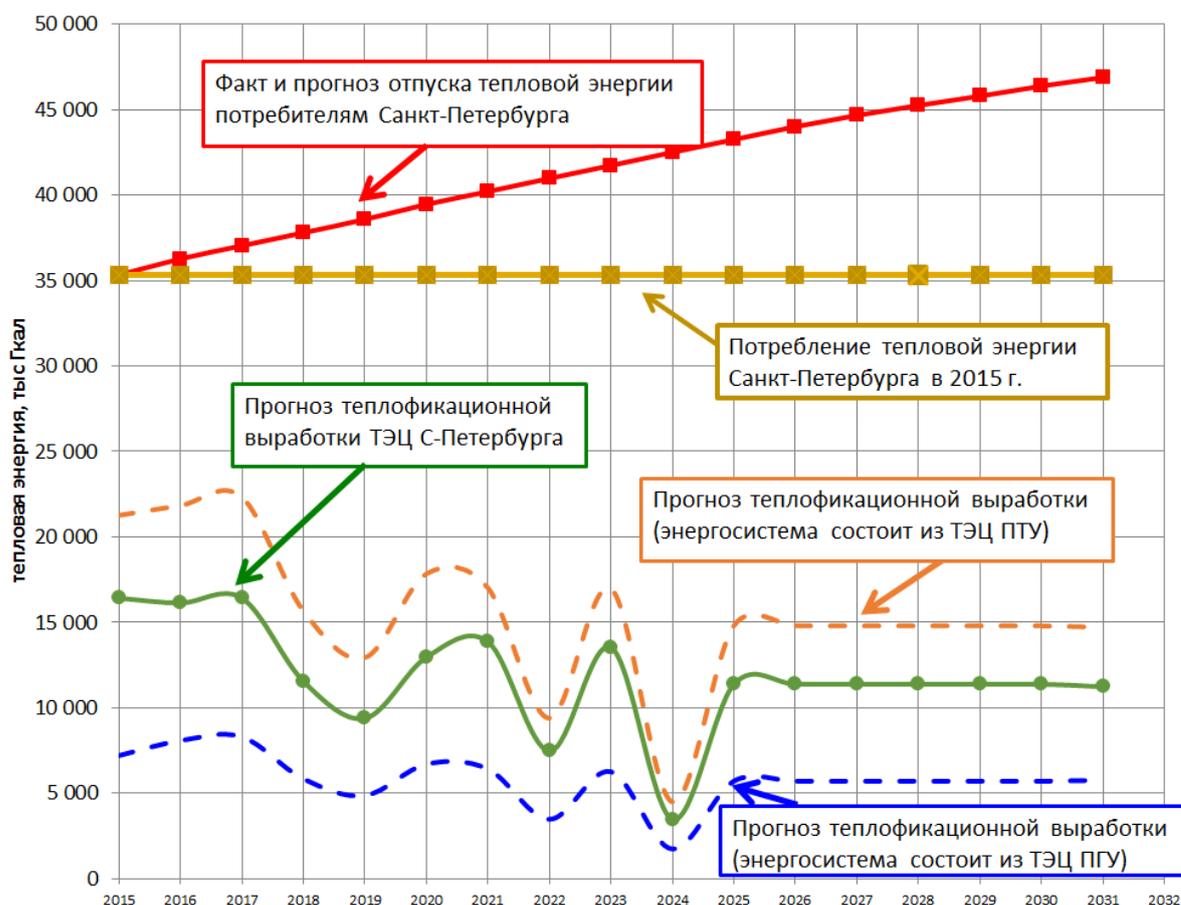


Рисунок 1.19. Факт и прогноз отпуски тепловой энергии и теплофикационной выработки ТЭЦ Санкт-Петербурга

В [18] было отмечено, что эффективность ПГУ-ТЭЦ с высокой выработкой электроэнергии на тепловом потреблении вызывает сомнения. При этом отмечается невозможность использования природного газа по высшей теплоте сгорания в таких установках. На примере Москвы и других городов показано, что выработка электроэнергии на ТЭЦ, как правило, на 30-40 % избыточна по отношению к городскому спросу, причем происходит это при использовании паротурбинных установок, – если же вместо них поставить парогазовые блоки, то потоки энергии во встречных направлениях возрастут многократно с соответствующим ухудшением экологической обстановки в городах и увеличением издержек. Был сделан вывод, что увеличивать выработку электроэнергии посредством ПГУ-ТЭЦ на базе существующих тепловых нагрузок нецелесообразно.

Для турбин Т-100-130 отношение электрической мощности к тепловой составляет около 0,6, а для ПГУ-ТЭЦ работающей в базовом теплофикационном режиме - 1,4. Чем больше значение отношения, тем больше вырабатывается базовой электрической мощности на единицу тепла.

Чем больше значение отношения, тем больше зависимость надёжности теплоснабжения потребителей Санкт-Петербурга от рынка электрической энергии и мощности. Для повышения надёжности электроснабжения потребителей необходимо снизить объём базового производства электроэнергии в регионе.

Отношение электрической и тепловой мощности теплофикационных установок в энергосистеме должно соответствовать структуре потребления электрической и тепловой энергии. Не просчитанное стремление получить максимальную выработку электрической энергии на единицу тепла может привести к снижению надёжности теплоснабжения и/или значительному росту стоимости тепловой и электрической энергии для потребителей города.

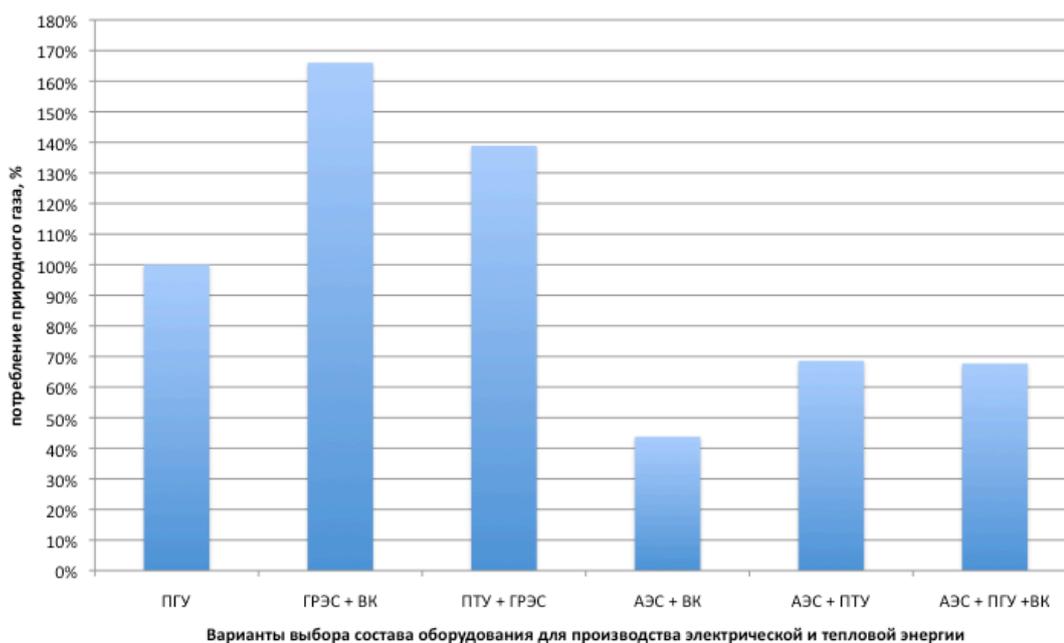


Рисунок 1.20. Потребление природного газа на производство одинакового объёма электрической и тепловой энергии в базовом режиме для условий города Санкт-Петербург (Вариант ПГУ принят за 100%).

На рисунке 1.20 показано, что варианты АЭС+ПТУ и АЭС+ПГУ+ВК, связанные с выработкой электрической и тепловой энергии в базовом

режиме, имеют практически одинаковую топливную эффективность. Выбор варианта определяется стоимостью электрической и тепловой энергии (мощности) для конечного потребителя, зависящей, в том числе, от капитальных затрат и стоимости сервисного обслуживания генерирующего оборудования.

Таким образом, с учётом существующей программы развития атомной, ветро- и мусоросжигательной генерации отсутствует необходимость в выработке максимального количества электрической энергии на тепловом потреблении.

1.2.3 Генерирующее оборудование, работающее в пиковой и полупиковой частях суточного графика потребления электроэнергии.

Ранее в этой главе был рассмотрен выбор генерирующего оборудования для работы в базовой части суточного графика потребления электроэнергии, а также для покрытия сезонных максимумов потребления и резервирования электрической мощности для прохождения аномально холодных зим.

Для покрытия суточной неравномерности нагрузки необходима работа генерирующего оборудования в полупиковом и пиковом режимах. От правильности выбора структуры генерирующих мощностей зависит эффективность работы электростанций в ЕЭС России. За последние 25 лет наблюдается снижение эффективности использования топлива на тепловых электростанциях. Пережѳг топлива по сравнению с 1992 годом оценивается в 40 млрд рублей в год [19].

Вопрос обеспечения сбалансированности производства и потребления электроэнергии возник в момент появления первой электростанции.

При формировании Единой энергетической системы широко обсуждались вопросы необходимости производства специального

генерирующего оборудования для работы в пиковом и полупиковом режимах в европейской части энергосистемы Советского Союза [4, 20].

Основные споры велись вокруг способности энергоблоков сверхкритического давления К-300 работать в пиковом и полупиковом режимах. Позиция сторонников производства пиковой генерации основывалась на том утверждении, что технические особенности энергоблоков с.к.д. К-300 не позволят им работать в требуемых режимах. Поэтому необходимо наладить производство специального пикового (полупикового) генерирующего оборудования, работающего на пониженных параметрах. Можно добавить, что в Советском Союзе было изготовлено всего три маневренные паровые турбины К-500 для энергосистемы ГДР.

Предпринимались попытки поставить точку в дискуссии о возможности использования энергоблоков с.к.д. К-300 для ведения электрических режимов, в том числе в полупиковом и пиковом режимах [21]. Авторами был сделан вывод о предпочтительности применения энергоблоков с.к.д. К-300 по сравнению с использованием специального генерирующего оборудования, работающего на пониженных параметрах. Однако, Л.А.Мелентьев в своей работе [20] указывает на отсутствие проведённого многофакторного анализа в данной статье, что делает данные выводы не достаточно обоснованными, а вопрос о предпочтении использования того или иного вида паровых турбин открытым.

Программа реформирования РАО «ЕЭС России» впервые со времени распада Советского Союза предполагала массовое строительство новых современных электростанций на базе ПГУ. Отказ от строительства ГАЭС объяснялся высокой топливной эффективностью импортных ПГУ и их способностью разгружаться до 30% установленной мощности, предоставляя регулировочный диапазон, равный 70%. Предполагалось, что маневренные характеристики позволят ПГУ эффективно покрывать неравномерность суточного графика нагрузок. Ожидания не оправдались, как результат высокой стоимости (включая сервисное обслуживание) импортных газовых

турбин, а также их малого паркового ресурса при работе в пиковом и полупиковом режимах.

В настоящее время покрытие неравномерности суточного графика потребления в ЕЭС РФ осуществляется в основном на агрегатах ГЭС, ГАЭС и ГРЭС, а также на конденсационных хвостах теплофикационных турбин. Однако, выработка генерирующим оборудованием паркового ресурса является одним из ключевых рисков обеспечения надёжности функционирования ЕЭС РФ. На рисунке 1.21 представлены данные о вводе в эксплуатацию энергоблоков К-300, К-500, К-800 и К-1200.

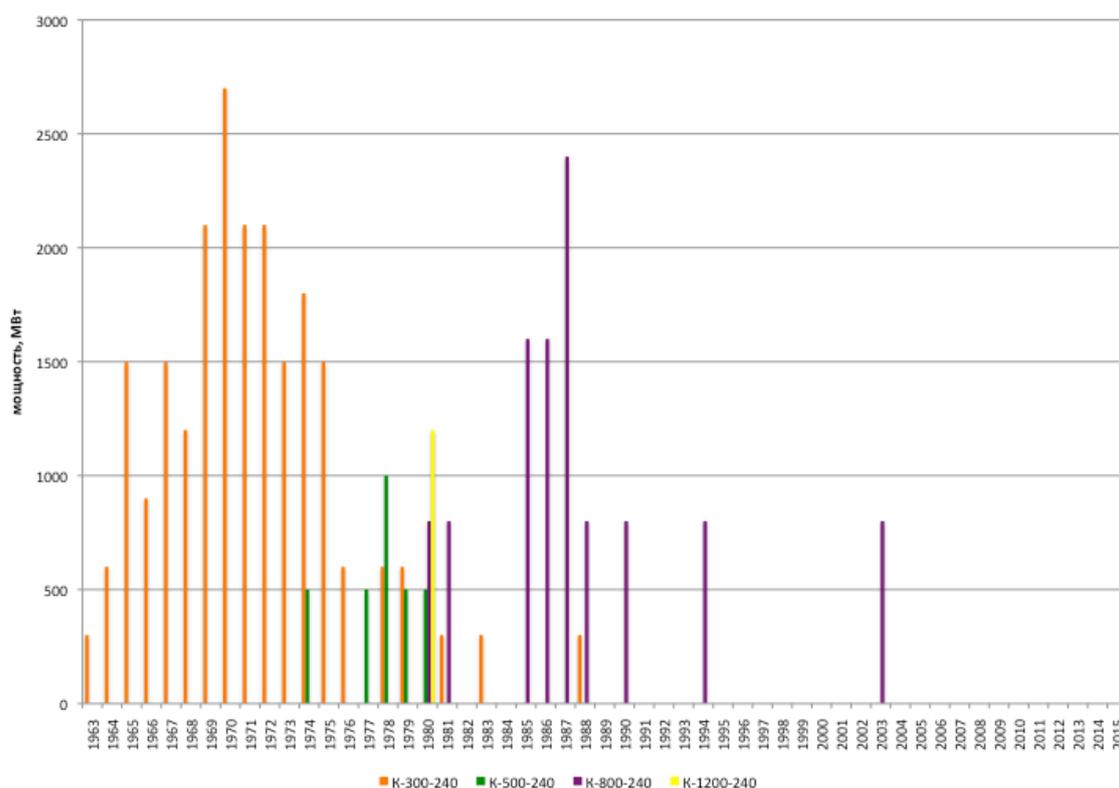


Рисунок 1.21. Данные о вводе в эксплуатацию энергоблоков К-300, К-500, К-800 и К-1200 (Первая ценовая зона).

Энергоблоки К-300 и К-500, активно используемые для ведения электрических режимов в ЕЭС России, введены в эксплуатацию в период с 1963 по 1980 годы и в основном выработали свой парковый ресурс.

Активное развитие «зелёной» генерации в дополнение к развитию атомной энергетики приведёт в самое ближайшее время к необходимости

ежедневного пуска/останова части генерирующего оборудования. Снижение негативного влияния «зелёной» генерации на режимы работы в ЕЭС России может быть достигнуто путём создания электростанций, включающих «зелёную» генерацию и системы аккумулирования энергии, но такие электростанции являются дорогими и не окупаются без установления специальных тарифов.

Прямой вброс «зелёной» электроэнергии в Единую энергетическую систему без планирования процесса производства электроэнергии существенно сокращает издержки инвесторов «зелёных» проектов, но создаёт значительные проблемы для надёжного и эффективного энергоснабжения потребителей, снижает топливную эффективность работы тепловой генерации, а также приводит к росту стоимости электрической энергии.

По результатам опроса генерирующих компаний, проведённого СО ЕЭС в 2009 году, была определена возможность ежедневного отключения для прохождения суточного минимума потребления всего 12 МВт генерирующего оборудования тепловых электростанций в 1-ой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности [19].

Повышение маневренных характеристик и оптимизация режимов работы существующих тепловых электрических станций в основном направлены на увеличение регулировочного диапазона паровых и газовых турбин. Вопросы повышения маневренных характеристик паросиловых электростанций рассмотрены в работах [4,22-33], парогазовых - в работах [34-50] и газотурбинных - в работах [25,51-62].

Особенности ценообразования на оптовом рынке электрической энергии и мощности, разуплотнение суточного графика нагрузок в результате изменения структуры потребления, изменение технических и стоимостных характеристик генерирующего оборудования являются основанием для проведения многофакторного анализа для выбора

оптимальной структуры генерирующих мощностей, включая пикового и полупикового генерирующего оборудования.

Учитывая вышесказанное, вопрос о производстве специального генерирующего оборудования для работы в полупиковом и пиковом режимах является актуальным.

1.3. Критерии маневренности электростанций.

1.3.1. Проектирование развития энергосистемы. Соответствие структуры потребления и структуры генерации в ЕЭС России. Балансовая надёжность.

Потребление электрической энергии характеризуется сезонной и суточной неравномерностью. Структура генерирующих мощностей в ЕЭС РФ должна обеспечивать покрытие неравномерности суточного графика потребления.

Проектирование развития энергосистемы Российской Федерации должно осуществляться с учётом результатов многофакторного анализа режимных, технических, технологических, экономических, экологических и социальных аспектов [63-66].

К нормативным документам стратегического планирования в области электро- и теплоэнергетики относятся: Энергетическая стратегия РФ, Территориальная схема размещения электростанций на территории РФ, Схемы и программы развития электроэнергетики отдельных регионов и ЕЭС РФ в целом, Схемы теплоснабжения городов и муниципальных образований.

Энергетическая стратегия РФ является базовым документом, определяющим развитие энергетики страны. Основные направления развития энергетики принимаются без учёта платежеспособного спроса потребителей.

Дополнительной проблемой является нестыковка горизонта прогнозирования стратегических документов развития. Горизонт стратегического планирования для Энергетической стратегии РФ составляет 15 лет, для Территориальная схема размещения электростанций на

территории РФ - 20 лет, для Схем и программ развития электроэнергетики отдельных регионов - 5 лет, Схемы и программы развития ЕЭС РФ – 7 лет [67].

Схемы теплоснабжения городов и муниципальных образований разрабатываются на период 15 лет.

Разработка схем теплоснабжения городов и муниципальных образований предполагает обеспечение заданного уровня надёжности при его минимальной стоимости для конечного покупателя. Минимальная стоимость теплоснабжения может быть достигнута только для оптимальной структуры тепловых и электрических мощностей.

При проведении реформы электроэнергетики произошло искусственное разделение энергетической системы Российской Федерации на оптовый и розничный рынки электроэнергии (мощности) и рынок тепла, равно как и разделение полномочий и ответственности за регулирование её отдельных частей.

Схемы и программы развития электроэнергетики [17,68,69], перспективные схемы теплоснабжения и другие документы федерального и регионального уровней, регулирующие развитие электроэнергетики и теплоэнергетики, часто не согласованы друг с другом, не учитывают общесистемный эффект (системную эффективность), не рассматриваются инвестиционным сообществом, как достаточное обоснование для инвестиционных процессов.

Методические рекомендации [70] предполагают сравнение вариантов развития энергосистем на основе сопоставления технических, экономических, экологических и социальных условий. При проектировании развития предполагается формирование оптимальной структуры генерирующих мощностей и происходит оценка величины тарифов и замыкающих цен, анализируется платежеспособный спрос разных категорий потребителей. Основой определения потребности в электрической мощности в энергосистеме являются расчёты, выполненные в соответствии с

балансовым подходом для часов собственного и совмещённого максимума нагрузок для зимнего и летнего периода.

В работах [71-77] рассмотрены подходы к оценке балансовой надёжности, потребности в электрической мощности при управлении развитием электроэнергетических систем. В работах [78,79] дополнительно рассматриваются вопросы влияния надёжности снабжения электростанций природным газом на балансовую надёжность электроэнергетических систем. Проведение анализа живучести систем энергетики было обязательным при проектировании развития энергосистемы СССР [80].

Основным недостатком методических рекомендаций является использование исключительно балансового метода при проектировании развития энергосистемы. Не требуется проведение оптимизации структуры генерирующих мощностей на основе предполагаемых структуры и электрических режимов потребления. Выбор структуры генерирующих мощностей не предполагает оптимизацию одновременно электрических и тепловых режимов потребления по стоимости и надёжности.

В результате реформирования РАО «ЕЭС России» основным фактором определяющим выбор структуры генерирующих мощностей стала стоимость. Наиболее дешёвым является строительство газовых электрических станций, работающих в базовой части суточного графика потребления и не способных работать на резервном топливе отличном от природного газа. Предложения для программы договоров предоставления мощности (ДПМ) готовились ОГК и ТГК (дочерними структурами РАО «ЕЭС России») самостоятельно без привязки к потребностям энергосистемы, наличию топлива и спроса. Правительством Российской Федерации была предоставлена возможность инвесторам поменять площадки строительства при сохранении установленной мощности генерирующих объектов и сроков ввода в эксплуатацию. Однако, не все инвесторы воспользовались данной возможностью. В результате допущенных ошибок, в том числе

значительного завышения потребления [16,81], около 3000 МВт объектов, построенных по программе ДПМ, оказалась не востребована в ЕЭС России.

Большой группой российских учёных была подготовлена Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике [82], предполагающая возврат с учётом современных особенностей к системному подходу обеспечения надёжности при проектировании развития энергосистемы Российской Федерации.

Ошибки при реализации программы ДПМ не были учтены при запуске программы поддержки возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ). Выбор площадок осуществлялся инвесторами самостоятельно без учёта режимно-балансовой ситуации в энергорайонах. По данным СО ЕЭС в 2015 и 2016 годах коэффициент использования установленной мощности ветрогенерации составил около 5 % в ЕЭС России, а в ОЭС Северо-Запада около 2%. Задним числом были введены требования по участию объектов ВИЭ в регулировании частоты в энергосистеме. Отсутствует анализ влияния фактических режимов работы ВИЭ на режимы генерирующего оборудования тепловых электрических станций, в том числе ТЭЦ.

Для качественного проектирования развития электроэнергетической системы необходимо обладать корректными исходными данными о состоянии системы. В рамках развития концепции Smartgrid предлагается использовать многоагентные технологии для выявления предаварийных состояний энергосистем и диагностики электротехнического оборудования [83]. Предложенный подход рассматривает исключительно состояние электроэнергетической системы.

Учитывая климатические особенности Российской Федерации необходим системный подход к оптимизации систем энергоснабжения, включающий одновременно повышение эффективности производства электрической энергии, тепла и холода [84,85].

Таким образом, необходима разработка критериев (методических подходов) для определения оптимальной структуры генерирующих мощностей при проектировании развития энергосистемы.

1.3.2. Выбор между маневренными электростанциями и системами накопителей.

Существуют два способа обеспечить баланс:

1. не производить электроэнергию, если она не востребована потребителями;
2. аккумулировать излишки электрической энергии в часы суточного минимума потребления и поставлять в часы суточного максимума.

В работе [86] в качестве перспективного рассматривается второй вариант. Однако, в рамках существующего уровня развития техники вопрос аккумулирования электроэнергии в промышленных объёмах по приемлемой себестоимости не решён [86-88]. Системы аккумулирования имеют либо низкий КПД цикла (заряд/разряд), либо высокую скорость саморазряда, либо высокие капитальные и эксплуатационные затраты, либо малый ресурс, либо несколько недостатков одновременно [86-89].

Аккумуляция электроэнергии в промышленных объёмах возможна на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) и пневмоаккумуляторах [86,88]. Потребление электрической энергии ГАЭС в насосном режиме осуществляется в часы ночного минимума, а отпуск электроэнергии - в часы дневного максимума. Работа ГАЭС характеризуется низким коэффициентом конвертации, составляющим от 70 до 85 процентов. Коэффициент конвертации пневмоаккумуляторов находится в диапазоне от 50 до 89 процентов [88].

Активно разрабатываемые подходы интеллектуальных сетей («Smart grid» и «Energy net»), предполагающие строительство накопителей разных типов для выравнивания электрического графика, не показали коммерческой эффективности [90]. Вышеназванные подходы не учитывают вопросы

оптимизации одновременно электро- и теплоснабжения, стоимости электрической энергии и тепла для конечных потребителей, системного экологического эффекта.

1.3.3. Критерии маневренности генерирующего оборудования.

Способность электростанций работать в неравномерных режимах характеризуется маневренностью оборудования. Маневренность электростанций определяется:

1. диапазоном изменения мощности от P_{\min} до P_{\max} (регулируемый диапазон);
2. продолжительностью пуска;
3. количеством пусков в течение паркового ресурса;
4. скоростью изменения нагрузки внутри регулируемого диапазона.

Важным параметром маневренности является её стоимость, определяемая:

5. расходом энергоресурсов (топливо, электро- и теплоэнергия) на пуск, топливной эффективностью при работе на частичных нагрузках (включая расход энергоресурсов на собственные, хозяйственные и производственные нужды);
6. экологическими требованиями;
7. стоимостью электрической мощности (включая капитальные затраты, сервисное обслуживание и эксплуатацию, парковый ресурс оборудования);

1.3.4. Регулируемый диапазон

Высокой маневренностью обладают гидростанции. Однако регулируемый диапазон ГЭС сильно подвержен сезонным факторам, влиянию ограничений на использование гидроресурсов другими пользователями (судоходство, рыбное хозяйство, сельское хозяйство). Высоконапорные ГЭС характеризуются значительным диапазоном мощностей, не рекомендованных для использования.

В таблице 1.5 представлены данные регулировочного диапазона электростанций.

Таблица 1.5. Регулировочный диапазон электростанций

Генерация	Регулировочный диапазон
ПГУ	45-50 %
К-300	40-60 %
АЭС**	0,6 %
ГЭС*	43-100 %

* - существуют не рекомендованные для работы диапазоны мощности

** - в соответствии с информацией о загрузке АЭС на рынке на сутки вперёд (РСВ) АО «АТС».

Строительство ПГУ в рамках выполнения обязательной инвестиционной программы в процессе реформирования РАО «ЕЭС РФ» (программа ДПМ) предполагало активное участие парогазовых установок в регулировании частоты и перетоков в ЕЭС РФ. Предполагалось, что технический минимум не превысит 50% установленной мощности ПГУ.

В работе [36] получены значения минимальных нагрузок ПГУ-450 по требованиям надёжности, эффективности и на выброс вредных веществ, которые равны 59-60%, 64-65% и 60% соответственно. В работе [44] существующая величина минимальной нагрузки ПГУ-450Т определена в 56-60%. В работе [34] величина минимальной нагрузки ПГУ-450 принимается равной 50% установленной мощности.

В работах [36,44] описаны мероприятия для снижения R_{\min} ПГУ до 48-50%, увеличивая регулировочный диапазон до 50-52%.

R_{\min} ГТУ ограничен не техническими характеристиками конструкции турбин, а экологическими показателями. При снижении нагрузки от номинальной происходит рост выбросов CO и NOx. Отключение систем подавления выбросов вредных веществ происходит при нагрузке равной 50-55% установленной мощности газовой турбины. Таким образом,

регулируемый диапазон при продолжительной работе ГТУ на P_{\min} ограничивается 45-50% установленной (располагаемой) мощности.

Методы повышения регулируемого диапазона электростанций, описанные в патентах [91-103], применимы для случаев когда суточная неравномерность потребления меньше регулируемого диапазона включённого генерирующего оборудования, а суточный максимум потребления меньше располагаемой мощности включённого генерирующего оборудования, и суточный минимум потребления больше технического (технологического) минимума включённого генерирующего оборудования. Во всех других случаях, возникает потребность остановки части включённого генерирующего оборудования на время прохождения суточного минимума потребления с последующим его пуском.

Тепловые электростанции, предназначенные для выработки электрической энергии в конденсационном режиме (без отпуска тепла), оснащены энергоблоками на базе турбин К-150, К-200, К-300, К-500, К-800 и К-1200. Регулируемый диапазон энергоблоков может быть определён на основании РД 34.25.503-2003 «Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт» [104]. В таблице 1.6 представлены диапазоны значений отношений минимальных допустимых нагрузок к установленной мощности энергоблоков в зависимости от установленной мощности конденсационных турбин, типа и количества энергетических котлов, вида топлива.

Таблица 1.6. Диапазоны значений отношений минимальных допустимых нагрузок к установленной мощности энергоблоков.

№	Турбина	P_{\min}/P_{\max}		
		Уголь	Газ, мазут	Сланцы
1	К-150 (160)	53%-70%	40%-47%	
2	К-200 (180, 200, 210, 225)	48%-78%	38%-56%	40%-44%
3	К-300	50%-75%	33%-60%	
4	К-500	64%-65%		
5	К-800	56%	33%-55%	

6	К-1200		58%	
---	--------	--	-----	--

Отношение минимальных допустимых нагрузок к установленной мощности энергоблоков для угольных электростанций значительно выше, чем для газовых и газо-мазутных. Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт, работающих на газе, ниже технических минимумом ПГУ, а, следовательно, регулировочный диапазон больше.

Топливная эффективность теплофикационного оборудования ТЭЦ максимальна при работе по тепловому графику нагрузок. Обычно величина регулировочного диапазона определяется разностью технологических максимума и минимума генерации. Таким образом, регулировочный диапазон ТЭЦ размещён на конденсационных хвостах теплофикационных турбин, имеющих низкую топливную эффективность.

Увеличение регулировочного диапазона паросилового оборудования ТЭЦ возможно за счёт [4,22-25,29,30]:

- Перераспределение отпуска тепла в течении суток (использование аккумулирующей способности зданий и сетей);
- Принудительная разгрузка ТЭЦ (переход от комбинированной к отдельной выработки тепла);
- Форсировка котла и выработка пара сверх номинальной производительности;
- Отключение части системы регенерации.

Повышение регулировочного диапазона паросилового оборудования на примере АО «Мосэнерго», рассматривалось в работах [27,28].

В статье [26] рассмотрен вариант повышения маневренности Гомельской ТЭЦ-2 при использовании аккумулирующей способности транзитных теплосетей для случая работы по электрическому графику нагрузок. Ограничение минимальной мощности, связанные с энергетическими котлами, отсутствовали, так как котлы работали на

номинальных параметрах в течение суток. Выдача тепловой мощности осуществлялась не только из теплофикационных отборов, но и из РОУ. В результате регулировочный диапазон турбин Т-180/210-130 составил от 20 МВт до 213 МВт при номинальной мощности 180МВт. Рост электрической мощности теплофикационной турбины при прохождении суточного максимума электрического потребления в энергосистеме обеспечивается за счёт снижения выработки тепловой энергии и увеличение расхода пара в конденсатор турбины. Для данного способа получения дополнительной пиковой мощности на ТЭЦ рост удельных расходов топлива на выработку электроэнергии составит 30%. Реализация данного варианта возможна исключительно в отопительный период.

1.3.5. Продолжительность пуска

Продолжительность пуска генерирующего оборудования определяется типом электростанции, структурой и составом оборудования, структурой топливного баланса станции.

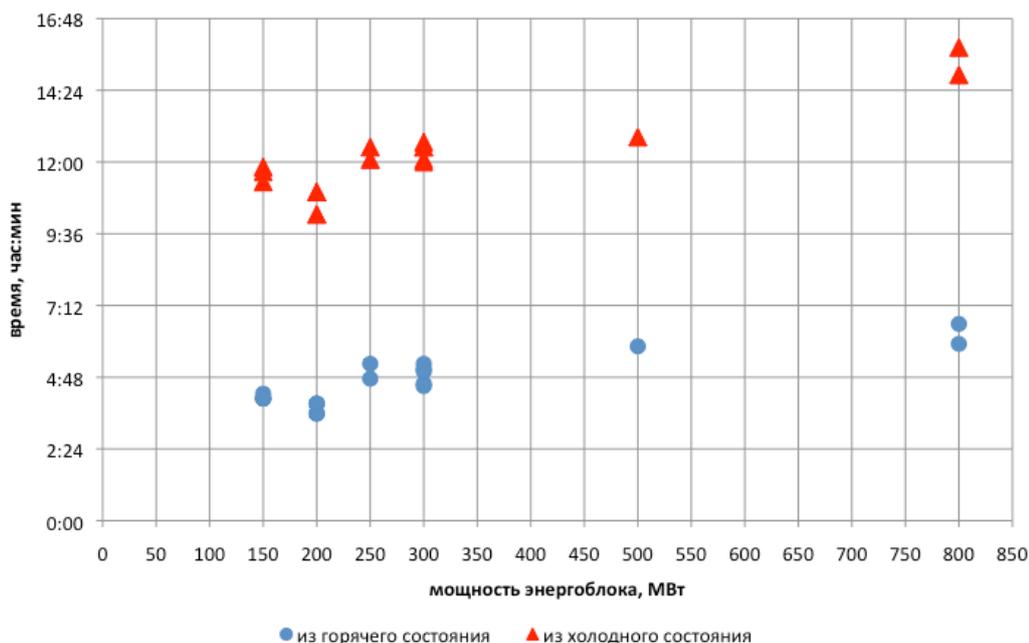


Рисунок 1.22. Суммарное время пуска паросиловых энергоблоков тепловых электростанций (норматив) [105].

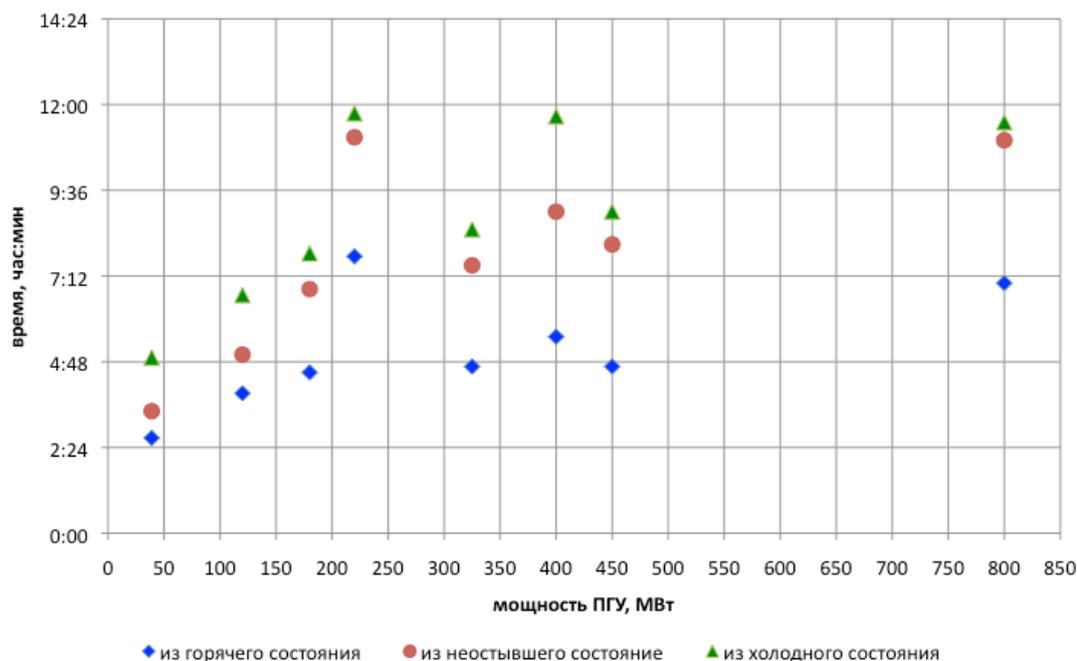


Рисунок 1.23. Суммарное время от получения команды на пуск до набора ПГУ номинальной мощности (норматив) [105].

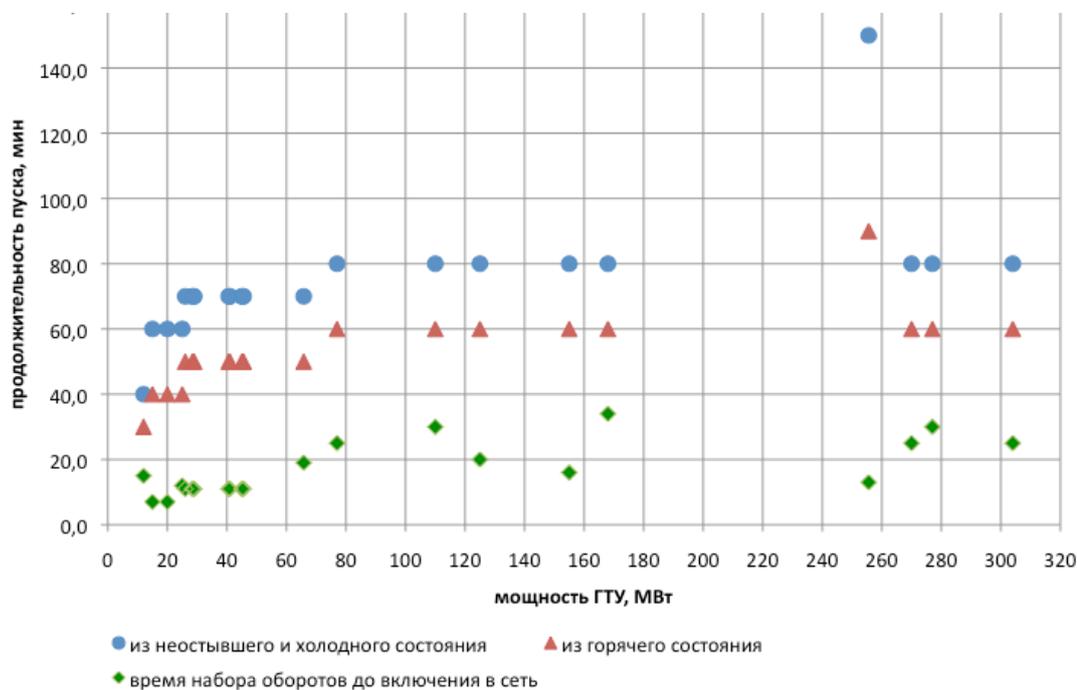


Рисунок 1.24. Продолжительность пуска ГТУ в составе ПГУ (норматив) [105]. В таблице 1.7 приведены данные о продолжительности пуска генерирующего оборудования в зависимости от единичной мощности оборудования [105]. Чёрным цветом - действующие с 1 апреля 2017 года, а красным - действовавшие с 01 ноября 2008 г..

Таблица 1.7. Продолжительность пуска генерирующего оборудования.

Суммарное время пуска от получения команды на пуск до номинального режима						
Состояние	ПГУ- 39	ПГУ- 450	Моноблок 150 МВт газ / уголь		Моноблок 800 МВт газ / уголь	
Горячее	2:40 (2:30)	4:40 (4:00)	4:05	4:15	5:55	6:35
Холодное	4:55 (4:25)	9:00 (8:50)	11:20	11:40	14:55	15:50

Генерирующее оборудование с меньшей установленной мощностью характеризуется меньшей продолжительностью пуска и большим парковым ресурсом. Однако, продолжительность пуска ПГУ-39 из горячего состояния продолжительностью 2 часа 30 минут и из холодного 4 часа 25 минут не может считаться приемлемым для работы генерирующего оборудования в пиковом режиме.

В соответствии с СТО 70238424.27.100.016-2009 «Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [106] энергоблоки должны обеспечивать возможность прерывания работы на нерабочие дни (от 24 до 55 ч) и последующих пусков из неостывшего состояния без расхолаживания оборудования с длительностью полного нагружения от момента включения турбогенератора первой пускаемой ГТУ в сеть:

- для ПГУ малой мощности - от 50 до 70 мин;
- для ПГУ средней мощности - от 80 до 100 мин;
- для ПГУ большой мощности - от 100 до 120 мин.

Продолжительность пуска современных ГТУ зависит от электрической мощности и не превышает 30 минут. Скорость пуска ПГУ ограничивается толстостенными элементами парового контура высокого давления котла утилизатора и паровой турбины [34].

Термические напряжения, возникающие при наличии разности температуры по толщине стенки элементов ПГУ, являются ограничителями

скорости набора и сброса нагрузки. Чем выше градиент температуры, тем больше термические напряжения. Цикличность набора и сброса нагрузки при большом градиенте температуры приводит к сокращению паркового ресурса оборудования. Скорость набора (сброса) нагрузки обратно пропорциональна квадрату толщины стенки [31]. Таким образом, чем больше толщина стенки, тем меньше скорость набора (сброса) нагрузки.

1.3.6. Количество пусков в течение паркового ресурса

Количество пусков зависит от типа электростанции, состава оборудования.

В таблице 1.8 приведены данные по количеству пусков генерирующего оборудования в зависимости от единичной мощности оборудования [107].

Таблица 1.8. Количество пусков генерирующего оборудования.

Мощность	Давление	Парковый ресурс	
		тыс. часов	кол-во пусков
МВт	МПа		
50 и менее	9 и менее	270	900
500 и более	24	100	300

СТО 70238424.27.100.007-2008 «Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования.» [108] определяет требования к количеству пусков/остановов ПГУ. Оборудование ПГУ (кроме ГТУ) должно быть рассчитано на 10000 циклов пусков/остановов за весь срок службы. Ресурс ГТУ должен быть не менее 5000 циклов.

Газотурбинные установки имеют значительно больше, чем паротурбинные установки разрешённое количество пусков/остановов. Но и для ГТУ сохраняется зависимость, чем выше установленная мощность газовой турбины, тем больше требований (ограничений) к пуску/останову оборудования. Так например, в соответствии с инструкцией по эксплуатации ГТЭ-160 [109] после 50 пусков/остановов газовой турбины требуется проведение инспекции в течение 3 дней. Таким образом, эксплуатация с ежедневным остановом ГТЭ-160 для прохождения ночного минимума

потребления в энергосистеме повлечёт за собой простой турбины на сервисное обслуживание в течение 3 дней через каждые 50 дней (6% потери времени).

В соответствии с паспортными данными количество пусков/остановов газопоршневых установок не регламентируется.

1.3.7. Скорость изменения нагрузки

Скорость изменения нагрузки включённого генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона определяется типом электростанции, составом оборудования, аналогично ситуации с продолжительностью пуска/останова. Включённое оборудование должно обеспечивать покрытие как плановых, так и неплановых изменений нагрузки.

В приведённой ниже таблице 1.9 даны предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки (dN/dt) в том же направлении для турбин мощностью 160-800 МВт при плановом и неплановом изменениях нагрузки в регулировочном диапазоне и условии сохранения номинального давления свежего пара [110]. Первичное и вторичное регулирование частоты относится к неплановым изменениям нагрузки.

Таблица 1.9. Предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки (dN/dt).

Турбина	При плановых изменениях нагрузки		При неплановых изменениях нагрузки	
	ΔN , МВт	dN/dt , МВт/мин	ΔN , МВт	dN/dt , МВт/мин
К-160-130ХТЗ	35	1,5	15	0,5
К-210-130ЛМЗ	50	2,5	20	1
К-300-240 ЛМЗ	40	2,5	20	1
К-300-240 ХТЗ	40	1,7	20	0,8
Т-250/300-240 ТМЗ	50	2,5	20	1
К-500-240 ХТЗ	70	3	30	1,2
К-800-240-3 ЛМЗ	140	5	60	2,5

Требования к скорости изменения нагрузки для участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме (ОПРЧ) определены в документе СО ЕЭС «ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ к генерирующему оборудованию участников оптового рынка», действующего с 1 апреля 2017 года [105].

В таблице 1.10 представлено сравнение норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне с требованиями СО ЕЭС к генерирующему оборудованию для участия в ОПРЧ.

Таблица 1.10. Сравнение норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне с требованиями СО ЕЭС к генерирующему оборудованию для участия в ОПРЧ.

№	Энергоблок	Изменение нагрузки		Требования к участию ОПРЧ	
		плановое	неплановое	первые 50%	вторые 50%
		% (Nном)/мин	% (Nном)/мин	% (Nном)/мин	% (Nном)/мин
	ТЭС				
1	К-160-130ХТЗ	0,9	0,3	20	газотурбинные 1,05 пылеугольные 0,87 ТЭС с общим паропроводом 0,74
2	К-210-130ЛМЗ	1,2	0,5		
3	К-300-240 ЛМЗ	0,8	0,33		
4	К-300-240 ХТЗ	0,6	0,27		
5	Т-250/300-240 ТМЗ	1,0	0,4		
6	К-500-240 ХТЗ	0,6	0,24		
7	К-800-240-3 ЛМЗ	0,6	0,3		

СТО СО-ЦДУ-ЕЭС 001-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании

частоты» [111] предполагал предоставление 50% величины требуемой мощности за 10 секунд (со скоростью до 30%(Nном)/мин), и 100% величины требуемой мощности – за 30 секунд (со скоростью до 15%(Nном)/мин) для вторых 50% величины требуемой мощности, и средней скоростью до 20%(Nном)/мин) для целей участия энергоблоков в НПРЧ.

СТО 59012820.27.002-2013 Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (в редакции изменения, введённого в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 21.07.2016 №182) [112] предполагает для целей участия энергоблоков в НПРЧ:

- Для требуемой мощности 5% и ниже предоставление 50% величины требуемой мощности за 10 секунд (со скоростью до 15%(Nном)/мин), и 100% величины требуемой мощности – за 30 секунд (со скоростью до 7,5%(Nном)/мин) для вторых 50% величины требуемой мощности, и средней скоростью до 10%(Nном)/мин).
- Для требуемой мощности от 6% до 9% предоставление первых 5% требуемой мощности за 30 секунд (со скоростью до 10%(Nном)/мин), а оставшаяся часть требуемой мощности в соответствии требованиями для ОПРЧ.
- Для требуемой мощности 10% в соответствии с требованиями для ОПРЧ.

Таким образом, требуемая начальная скорость изменения нагрузки для целей участия в НПРЧ с 2005 года по 2013 год снизилась с 30%(Nном)/мин) до 15%(Nном)/мин).

Для участия энергоблоков ТЭС в АВРЧМ скорость изменения нагрузки должна составлять не менее 1%(Nном)/мин).

Разрешённые скорости изменения нагрузки для энергоблоков ТЭС ниже требований ОПРЧ, НПРЧ и АВРЧМ.

Рассмотрим скорость изменения нагрузки для ПГУ.

СТО 70238424.27.100.007-2008 «Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования.» [108] в переменном режиме скорость изменения нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона:

- для полупиковых ПГУ: в зоне скользящего давления $6\% (N_{ном})/мин$, в зоне номинального давления с котлами докритического давления $4\% (N_{ном})/мин$, с котлами сверхкритического давления $3\% (N_{ном})/мин$.
- для базовых ПГУ: в зоне скользящего давления $6\% (N_{ном})/мин$, в зоне номинального давления с котлами докритического давления $1,5\% (N_{ном})/мин$, с котлами сверхкритического давления $1\% (N_{ном})/мин$.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации ГТЭ-160 нормальная скорость изменения нагрузки на наброс составляет 11 МВт/мин, а быстрая – 15 МВт/мин. Скорость сброса нагрузки составляет 11 МВт/мин. Скорость изменения мощности паровой турбины ПГУ-450 в работе [34] оценивается в 5-7 МВт/мин, а ПГУ-450 в целом – 27-29 МВт/мин, в работе [38] с учётом строгого выполнения требований с целью сохранения гарантийных обязательств завода-изготовителя оценивается в 23,5-24,2 МВт/мин. В таблице 1.11 представлены значения скорости изменения нагрузки ПГУ-450 в соответствии с инструкцией по эксплуатации в сравнении с требованиями к участию ПГУ в ОПРЧ.

Таблица 1.11. Скорости изменения нагрузки ПГУ-450 в соответствии с инструкцией по эксплуатации в сравнении с требованиями к участию ПГУ в ОПРЧ.

№	ПГУ	Изменение нагрузки		Требования к участию ОПРЧ	
		нормальное	быстрое	первые 50%	вторые 50%
		% ($N_{ном}$)/мин	% ($N_{ном}$)/мин	% ($N_{ном}$)/мин	% ($N_{ном}$)/мин
	ПГУ-450 (расчёт)	6 – 6,4*		10	2,5
	ПГУ-450	6 – 8*			

	(рекомендация)				
	В том числе:				
	ГТЭ-160	6,9	9,3		
	ПТУ	3,8 – 5,4*			

* - рекомендации [37]

СТО 59012820.27.100.004-2012 «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.» [113] предполагает для целей участия ПГУ в НПРЧ:

- Для требуемой мощности 5% и ниже предоставление 2,5% требуемой мощности за 15 секунд (со скоростью до 10%(Nном)/мин), и 5% требуемой мощности – за 30 секунд (со скоростью до 10%(Nном)/мин).
- Для требуемой мощности больше 5% предоставление 5% требуемой мощности за 30 секунд (со скоростью до 10%(Nном)/мин), а оставшиеся 5% требуемой мощности в соответствии с требованиями для ОПРЧ (СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. [114]).

Для участия энергоблоков ПГУ в АВРЧМ скорость изменения нагрузки должна составлять не менее 3%(Nном)/мин).

Таким образом, разрешённые скорости изменения нагрузки для энергоблоков ПГУ ниже требований ОПРЧ и НПРЧ, и удовлетворяют требованиям АВРЧМ.

Нормальная скорость изменения нагрузки газовой турбины значительно превосходит нормальную скорость изменения нагрузки паровой турбины. Так для ПГУ-450 нормальная скорость газовой турбины почти в два раза больше скорости изменения нагрузки паровой турбины.

Для ГТД-10РМЭ установленной мощностью 10МВт производства НПО «Сатурн» нормальное время набора мощности от режима холостого хода (прогретое состояние) до номинального режима составляет 180 секунд (со скоростью 33%(Nном)/мин), а экстренное время набора мощности от режима

холостого хода до номинального режима 27 секунд (со скоростью более 200%(Nном)/мин).

Таким образом, чем меньше установленная мощность газовой турбины, тем выше разрешённая скорость изменения нагрузки. Разрешённые скорости изменения нагрузки для ГТУ большой мощности хуже требований ОПРЧ и НПРЧ, но удовлетворяют требованиям АВРЧМ. Разрешённые скорости изменения нагрузки для ГТУ малой мощности могут удовлетворяют требованиям ОПРЧ, НПРЧ и АВРЧМ.

1.3.8. Топливная эффективность маневренной электростанции

Основным направлением развития электроэнергетики было увеличение регулировочного диапазона включённого генерирующего оборудования при повышении эффективности использования топлива для выработки электрической энергии. Повышение топливной эффективности электростанций осуществлялось за счёт роста единичной мощности генерирующего оборудования, повышения параметров рабочего тела до критических, сверхкритических и супер сверхкритических, а также использования комбинированного цикла.

Автором выполнены расчёты топливной эффективности электростанций на базе газовых турбин. В таблице 1.12 приведены расчёты топливной эффективности конденсационных ПГУ на базе мощных газовых турбин различных производителей. Сравнение вариантов ПГУ-400+ проводилось с использованием программного комплекса Thermoflow. Все рассматриваемые варианты были приведены к равным климатическим и техническим условиям.

Таблица 1.12. Расчёт топливной эффективности конденсационных ПГУ.

№	Параметр	Газовая турбина				
		MS9001FA	SGT5-4000F	AE 94.3A	GT26	M701F

1	Электрическая мощность на клеммах генератора(ов) ГТУ, кВт	280377	301000	300024	303399	346811
2	КПД ГТУ на клеммах генератора(ов), %	37,18	39,73	39,45	38,28	40,93
3	КПД ПГУ нетто, %	55,19	55,41	55,98	57,0	56,89

В таблице 1.13 приведены расчёты топливной эффективности теплофикационной ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины Титан-130 с установленной электрической мощностью 15МВт. Сравнение вариантов работы ГТУ-ТЭЦ проводились с использованием программного комплекса Thermoflow для температур окружающего воздуха -25оС, -5оС и +15оС, как для низшей теплоты сгорания (LHV - The lower heating value), так и для высшей теплоты сгорания (HHV - The higher heating value).

Таблица 1.13. Расчёт топливной эффективности теплофикационной ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины Титан-130.

Титан -130		-25 оС	-5 оС	+15 оС
	Ед.	LHV	LHV	LHV
Эффективность газовой турбины	%	36,09	35,51	35,13
Расход топлива	кВт	48441	44900	42032
Отпуск электроэнергии	кВт	17067	15544	14552
Отпуск теплоэнергии	кВт	23705	22684	22684
КИТТ	%	84,17	85,14	88,59

Топливная эффективность когенерационной установки даже для оборудования с низкими параметрами рабочего тела превышает 80%, в то время как топливная эффективность самых современных ПГУ с использованием газовых и паровых турбин на сверхкритических и супер сверхкритических параметрах составляет около 60% [94].

Таким образом, на основе полученных данных можно сделать выводы, что газовые турбины единичной мощностью от 280 МВт обладают более высоким электрическим КПД, чем газовая турбина мощностью 15 МВт. Однако, коэффициент использования тепла топлива (КИТТ) конденсационных ПГУ на базе мощных газовых турбин, значительно уступает ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины мощностью всего 15 МВт.

Основным вопросом когенерации является сбыт тепловой энергии. Фактическое потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГСВ на одного человека за год с учётом потребления тепла учебно-образовательными, медицинскими, спортивными, административными и коммерческими учреждениями и организациями муниципального образования, потерь в сетях составило около 6 Гкал в 2016 году. Средняя тепловая мощность потребления за отопительный период составила 0,0012Гкал/час на человека или 12Гкал/час на 10000 человек.

Таким образом, тепловая энергия, вырабатываемая крупными электростанциями, значительно превышает потребление в малых и средних городах.

Необходимо отметить, что повышение температуры и давления рабочего тела приводит к сокращению скорости и количества пусков/остановов, а также к росту стоимости изготовления и сервисного обслуживания оборудования в результате использования более дорогих материалов.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности

Регулировочный диапазон в ЕЭС РФ, размещённый на разных электростанциях, имеет разную стоимость. Наименьшей стоимостью электрической энергии в диапазоне от технического (технологического) минимума до технологического максимума генерирующего оборудования характеризуются действующие ГЭС. Минимальными затратами на топливо в регулировочном диапазоне обладают ПГУ, далее идут блоки К-300 и К-500 существующих ГРЭС [23,24]. Худшими топливными затратами характеризуется регулировочный диапазон, размещённый на конденсационных хвостах теплофикационных турбин. В таблице 1.14 представлена оценка топливной составляющей себестоимости электрической энергии регулировочного диапазона для различных электростанций при стоимости топлива 4000 руб/тут.

Таблица 1.14. Топливной составляющая себестоимости электрической энергии регулировочного диапазона энергоблоков.

Станция	ед	ПГУ	К-500-240	К-300-240	Т-250/300-23,5	Т-175/210-12,8	Т-100-130	ГТУ	Т-25-90
Топливная составляющая	руб/кВтч	0,98	1,22	1,25	1,27	1,38	1,42	1,45	1,64

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности ценообразование на рынке на сутки вперед (РСВ) является маргинальным. Стоимость электроэнергии в каждый час суток определяется по цене, указанной в самой дорогой ценовой заявке. Вынужденная загрузка в часы суточного максимума нагрузок конденсационных хвостов теплофикационных турбин приводит к резкому росту стоимости электрической энергии для всех потребителей ценовой зоны.

Таким образом, неэффективная структура регулировочного диапазона в Единой энергетической системе Российской Федерации приводит к росту стоимости электрической энергии для потребителей.

1.3.9. Экологические требования

Снижение техногенного воздействия на экологию является приоритетной задачей, в рамках которой разрабатываются специальные требования к энергетическому оборудованию по объемам эмиссии вредных веществ.

Газовые турбины.

Ведущие мировые производители газовых турбин в 80-х - 90-х годах прошлого века активно занимались разработками технологий, позволяющих обеспечить снижение эмиссии NOx и CO. Целевыми значениями эмиссии NOx были величины меньше 25 ppm (50 мг/м³) в рабочем диапазоне газовой турбины [115]. В соответствии с данными за 2015 год [116] поставленные

целевые значения по выбросам NO_x были достигнуты большинством производителей.

Достижение требуемых параметров эмиссии NO_x и CO приводит к ухудшению эффективности газовых турбин, так например внедрение системы подавления эмиссии SoLoNO_x на турбинах Mars-100 и Mars-90 производства компании Sollag привело к снижению КПД газовых турбин с 24% до 20% на мощности 50% от установленной [117,118].

Необходимо отметить, что заявленные показатели выбросов NO_x относятся исключительно к сжиганию эталонного топлива в заданных условиях. Фактические значения могут значительно отличаться от паспортных в результате отличия фактического топлива и условий работы газовых турбин. Паспортные данные турбины STG-800 производства компании Сименс указывают, что выбросы NO_x < 15 ppmv (30 мг/нм³) при 15% O₂ при эксплуатации на 70-100% от базовой нагрузки газовой турбины и использовании газообразного топлива в соответствии с документом «Технические требования на газообразное топливо». Фактические значения эмиссии NO_x оказались значительно хуже паспортных значений. Проведённые для двух STG-800 измерения показали, что паспортные значения эмиссии NO_x < 15 ppmv не были достигнуты ни на одной из них. Для одной из турбин фактические значения NO_x оказались ниже 25 ppmv в диапазоне от 67% до 97% установленной мощности, для второй - оказались во всём рабочем диапазоне выше 25 ppmv.

Минимальная мощность ГТЭ-160 по экологическим требованиям оказалась равна 56,7%, а для ПГУ-450 составила 60% от установленной мощности турбины [36].

Требования к эмиссии газовых турбин в Российской Федерации определены в СТО 70238424.27.040.001-2008 «Газотурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования». Содержание оксидов азота при работе с нагрузкой от 0,5 до 1,0 номинальной не должно превышать: NO_x < 50

мг/нм³ на газообразном топливе; NO_x<100 мг/нм³ на жидком топливе; выбросы CO<150 мг/нм³.

Газовые турбины отечественных производителей уступают импортным по величине выбросов. Так газовый двигатель HC-38CT производства КМПО с малоэмиссионной камерой сгорания удовлетворяет экологическим требованиям по выбросам NO_x<50 мг/нм³ в диапазоне от 90% до 100% от базовой нагрузки, а по выбросам CO<150 мг/нм³ в диапазоне от 93% до 100% от базовой нагрузки [119]. Таким образом, газовый двигатель по экологическим требованиям фактически не имеет регулировочного диапазона и может работать исключительно в базовой части суточного графика электрических нагрузок.

Отсутствие низкоэмиссионной камеры не позволяет ГТ-16 и ГТ-25 производства АО «Пермские моторы» соответствовать экологическим требованиям. ГТД-10PMЭ производства АО «Сатурн» без низкоэмиссионной камеры не удовлетворяет экологическим требованиям во всём диапазоне мощностей газовой турбины.

1.3.10. Влияние серийности производства на стоимость ГТУ

Снижение удельной стоимости генерирующего оборудования обеспечивается за счёт роста её мощности. Известно [94], что при увеличении установленной мощности в два раза стоимость кВт электрической мощности снижается на 10%.

В работе [120] приведена оценка потребности российской энергетики в ГТУ и ПГУ для целей технологического обновления газовых ТЭЦ в размере 50,5 ГВт, в том числе: ГТУ мощностью 25МВт и менее - 3,6 ГВт; ГТУ мощностью 40-85 МВт – 5,3 ГВт. В работе не учитывается опыт производства газовых турбин различной мощности в Российской Федерации, влияния серийности производства на удельную стоимость электрической мощности.

Снижение удельной стоимости мощности оборудования малой мощности может быть обеспечена за счёт серийности производства.

Таким образом, предполагается снижение капитальных затрат и сервисного обслуживания за счёт:

- серийности производства оборудования;
- типовых проектов электростанций (модульные электростанции);
- коротких сроков строительства;
- малой продолжительности ремонтов оборудования;
- снижения требований к резервированию электрической мощности в энергосистеме.

Серийность производства турбин различной установленной мощности можно рассчитать на основании оценки потребности ЕЭС РФ в 10 – 20 ГВт пиковых мощностей (таблица 1.15).

Таблица 1.15. Объём серийного производства турбин.

№	Установленная мощность турбины	производство турбин за 10 лет	производство турбин за 1 год
	МВт	штук	штук
1	10	1000 - 2000	100 - 200
2	25	400 – 800	40 - 80
3	100	100 – 200	10 - 20
4	400	25 – 50	2 - 5

Чем меньше установленная мощность турбины, тем больше серийность производства.

Отечественные предприятия имеют успешный опыт производства газовых турбин установленной мощностью до 25 МВт. При серийности производства более 100 турбин в год возможно согласовать 100% локализацию производства на территории Российской Федерации газовых турбин зарубежными производителями.

1.3.11. Разнесение расхода топлива между производством электрической энергии и тепла.

Разработаны многочисленные методики разнесения расхода топлива при комбинированной выработке ТЭЦ, которые подразделяются на термодинамические [121-124] и экономические [125-130].

К термодинамическим методам относятся: “физический” метод; эксергетический метод; метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС (метод ОРГРЭС); метод, учитывающий недовыработку электроэнергии; метод, учитывающий тепловую ценность пара и др.

К экономическим методам относятся: энергетический метод; метод альтернативного производства тепла; метод альтернативного производства электроэнергии; метод разнесения экономии; метод разнесения экономии и риска и др.

В литературе широко обсуждаются [19,121,125-140] критерии выбора между термодинамическими и экономическими методами. Отсутствие общепринятой научно обоснованной методики рассматривается [125,127, 130,131,133,137,138,140] как основание для отказа от термодинамических подходов в пользу экономических.

В работе [19] была показана необходимость разнесения топлива между производством тепловой и электрической энергии таким образом, чтобы ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, могла одновременно конкурировать на оптовом и розничном рынках электроэнергии (в зоне свободного перетока) и локальном рынке тепла (в зоне эффективного теплоснабжения ТЭЦ).

1.4. Обзор реализованных проектов

1.4.1. Описание схем ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-КЭС и ПГУ-ТЭЦ

В литературе достаточно подробно проработаны тепловые и электрические схемы электростанций на базе ПГУ [22,25,51,52,57,141-157] и ГТУ [22,51,52,57,141,144-147,149,150,157].

Для увеличения маневренности электростанции при ведении электрических и тепловых режимов в тепловых схемах ПГУ и ГТУ-ТЭЦ

применяются котлы утилизаторы (КУ) с дожигом [51,94,142,158-163]. В результате сжигания дополнительного топлива в камере сгорания КУ выделяется дополнительная энергия, увеличивается масса рабочего тела. Для ПГУ-КЭС и ПГУ-ТЭЦ на базе газовых турбин, температура уходящих газов которых сильно падает при снижении температуры окружающего воздуха и на частичных нагрузках, применение системы дожига в КУ является необходимым условием для обеспечения требуемых параметров пара на выходе из КУ. Для ГТУ-ТЭЦ дожиг позволяет увеличить отпуск тепловой энергии потребителям. Основным недостатком данной схемы, учитывая температуру около 1100°С в камере сгорания, являются дополнительные требования к системе охлаждения КУ. В ряде схем ПГУ применяется более одной системы дожига в КУ [158,159].

Для уменьшения времени пуска газовой турбины используются КУ с байпасом. Байпас изготавливается из жаропрочной стали, позволяющей пропускать выхлопные газы ГТ без охлаждения. Минусом данной схемы является удорожание котла утилизатора. Стоимость байпаса может составлять около 50% от стоимости КУ без байпаса.

При разработке схем ГТУ-ТЭЦ подключения к системам централизованного теплоснабжения авторами рассматриваются режимы работы электростанции в «базовой» части суточного графика потребления электрической энергии по тепловому графику с целью получения максимальной тепловой эффективности [53-56,58,59,164]. Не проводится анализ системных эффектов от эксплуатации ГТУ-ТЭЦ в «пиковой» части суточного графика потребления электрической энергии.

Оптимизация тепловых схем ПГУ с учётом климатических особенностей региона размещения электростанции [40,41].

1.4.2. Анализ параметров газовых турбин, выпускаемых серийно.

Зависимости электрического КПД от начальной температуры газовых турбин производства компаний Siemens, ABB, General Electric, Westinghouse,

Alstom, Mitsubishi, Машпроект, Силовые машины, Пермские моторы, НПО Сатурн представлена на рисунке 1.25 [51,52,142,151].

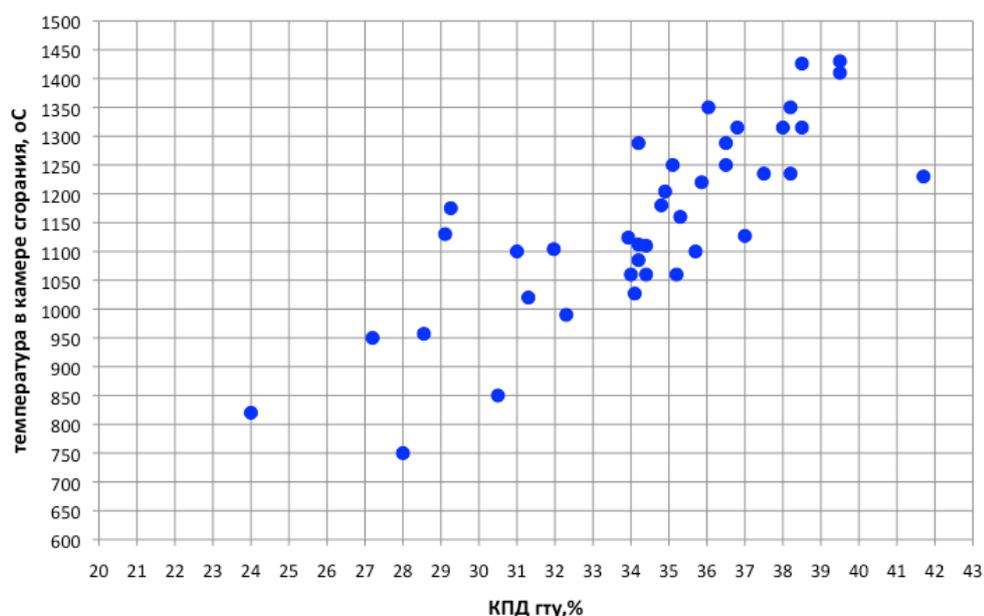


Рисунок 1.25. Зависимость электрического КПД ГТУ от начальной температуры в турбине.

Ярко выражена закономерность: чем выше начальная температура в турбине, тем больше электрический КПД.

Чем выше начальная температура, тем более высокие требования к материалам, используемых при изготовлении турбины. Что в свою очередь приводит к росту стоимости изготовления и сервисного обслуживания газовых турбин.

На рисунке 1.26 представлена зависимость электрического КПД от установленной мощности газовых турбин. [51,52,142,151].

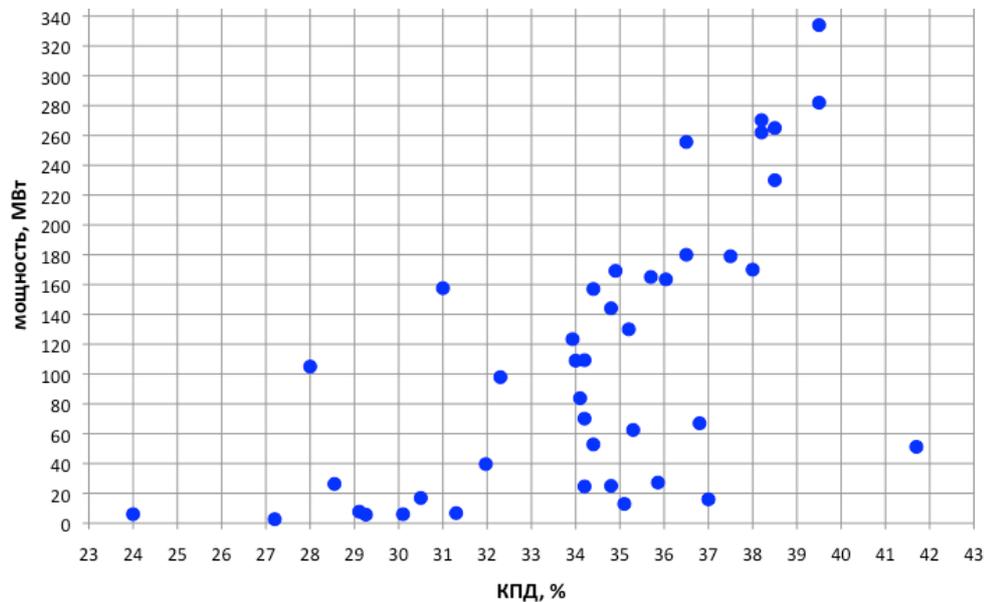


Рисунок 1.26. Зависимость КПД от мощности ГТУ.

В целом, более высокое электрическое КПД характерно для более мощных газовых турбин. Однако, электрический КПД газовых турбин установленной мощностью до 25 МВт без использования рекуператора может достигать 36-37%, что соответствует эффективности газовых турбин установленной мощностью до 180 МВт.

На рисунке 1.27 представлена зависимость конечной температуры газа от установленной мощности газовой турбины. [51,52,142,151].

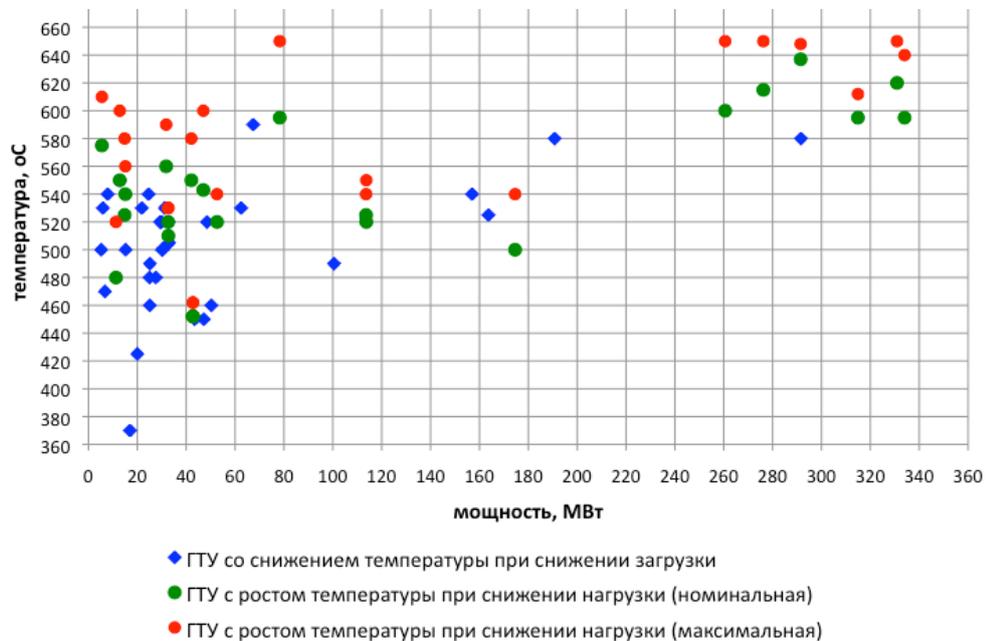


Рисунок 1.27. Зависимость конечной температуры газа в турбине от мощности ГТУ.

Газовые турбины имеют два типа зависимости конечной температуры от нагрузки. У первых конечная температура газов максимальна при номинальном режиме и снижается при снижении нагрузки. У вторых конечная температура достигает максимума при снижении нагрузки от номинальной.

На рисунке 1.27 максимальные значения конечной температуры выхлопа газовых турбин первого типа обозначены синими точками. Для турбин второго типа зелёными точками обозначена конечная температура при номинальном режиме, а красными точками максимальная конечная температура выхлопа.

Газовые турбины с системами снижения количества выбросов вредных веществ (NOx) характеризуются ростом конечной температуры выхлопа при снижении нагрузки от номинальной мощности до нагрузки, при которой происходит отключение данных систем.

Более высокая конечная температура ГТУ требует при изготовлении котла-утилизатора (КУ) использование либо более дорогих марок стали (жаропрочных), либо более сложной системы охлаждения, что в обоих случаях приводит к росту стоимости КУ.

Таким образом, анализ показал наличие газовых турбин номинальной мощностью до 25 МВт, выпускаемых серийно российскими и зарубежными производителями, с электрическим КПД от 35% до 37% и максимальной температурой выхлопа от 500 °С до 600 °С.

1.4.3. Анализ реализованных проектов малых маневренных тепловых электростанций.

Анализ результатов внедрения ПГУ-КЭС, ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ на базе газовых турбин с единичной электрической мощностью 25 МВт и менее в схемах электро- и теплоснабжения промышленных потребителей и населения показал низкую востребованность данного генерирующего оборудования в энергосистеме.

ГТ-энерго

Наиболее широко внедрены в Российской Федерации ГТУ-ТЭЦ производства компании Энергомаш [165]. Установленная электрическая мощность эксплуатируемых ГТУ-ТЭЦ составляет 360 МВт. В состав оборудования ГТУ-ТЭЦ входит газовая турбина ГТЭ-009МЭ единичной мощностью 9 МВт с рекуператором и котёл утилизатор с системой дожига. Использование рекуператора приводит к увеличению электрического КПД газовой турбины до 36%, но снижает температуру уходящих газов, тем самым снижая КИТТ электростанции. Котёл утилизатор с системой дожига позволяет увеличивать отпуск тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха. ГТУ-ТЭЦ предназначена для работы по тепловому графику нагрузок. Сложная конструкция ГТУ-ТЭЦ ухудшают маневренные характеристики электростанции.

Объединённая двигателестроительная корпорация (ОДК)

ОДК предлагает внедрение ПГУ мощностью от 2,5 МВт до 25 МВт на базе серийно выпускаемых на предприятиях корпорации газовых турбин малой мощности.

При снижении температуры окружающего воздуха, а также при работе на частичных нагрузках резко снижается температура выхлопных газов. Энергетические пакеты имеют проблемы с выбросами вредных веществ на частичных нагрузках газовой турбины.

Наилучшие энергетические характеристики ГТУ-ТЭЦ достигаются при температуре наружного воздуха +15°C, а при снижении температуры снижается отпуск тепловой энергии. У энергетических пакетов импортного производства при снижении температуры наружного воздуха увеличивается отпуск тепловой энергии, что даёт дополнительные конкурентные преимущества для использования в регионах с продолжительным отопительным сезоном.

ПГУ на базе энергетических пакетов ГТ-16 [166,167] и ГТ-25 [168] производства АО «Пермские моторы» предназначены для работы в базовой

части суточного графика нагрузок. Эксплуатация ПГУ в широком диапазоне температур наружного воздуха, а также при работе на частичных нагрузках, возможна при условии использования котла-утилизатора с дожигом.

К плюсам использования энергетических пакетов можно отнести готовность АО «Пермские моторы» поставлять генерирующее оборудования на основе стоимости жизненного цикла.

Сакская ПГУ

ПГУ-60 на базе двух газовых турбин 25 МВт (Пермские моторы) и паровой турбины 10 МВт, строительство которой осуществляется в городе Саки, предназначена для работы в базовой части суточного графика нагрузок. Имеет большую удельную стоимость электрической мощности и низкие маневренные характеристики. Соотношение установленной мощности газовых и паровой турбин составляет 5 к 1. Для ПГУ с электрическим КПД более 50% соотношение установленной мощности газовых и паровой турбин составляет 2 к 1. Таким образом, электрический КПД ПГУ-60 в конденсационном режиме существенно ниже 50%.

Тутаевская ПГУ

Парогазовая тепловая электростанция мощностью 52 мегаватта ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве Ярославской области является пилотным проектом в одном из шести федеральных проектов в сфере энергоэффективности «Комплексная малая энергетика». Он реализуется в рамках подпрограммы «Повышение эффективности топливно-энергетического комплекса Ярославской области на базе развития когенерационной энергетике» областной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности Ярославской области на 2008-2012 годы и перспективу до 2020 года».

При строительстве ПГУ используется оборудование российских производителей, в том числе четыре энергетические установки мощностью по 8 МВт каждая производства «Сатурн – Газовые турбины», две паровые турбины мощностью по 10 МВт ОАО «Калужский турбинный завод»,

генераторы ОАО «ХК «Привод» (Лысьва, Пермская область), четыре паровых котла производства ЗАО «Энергомаш» (Белгород). ПГУ предназначена для работы в базовой части суточного графика нагрузок.

Основным недостатком данной схемы является высокая стоимость электростанции при низком электрическом КПД (ниже 35%). Аналогичный электрический КПД имеют газотурбинные установки при меньшей стоимости.

Всережимная теплофикационная ПГУ мощностью 20-25 МВт

АО «Всероссийский дважды Ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ») разработаны технические решения всережимной теплофикационной ПГУ мощностью 20-25 МВт [158,159] предназначена для использования в системах распределённой малой энергетики для электротеплоснабжения небольших городов, городских районов и промышленных предприятий в независимых режимах по электрическому и тепловому графику, а также в режиме регулирования частоты и мощности в единой или выделенной энергосистеме.

Основным недостатком данного решения является большая удельная стоимость электрической мощности ПГУ, как следствие сложной конструкции, использование двух систем дожига в котле утилизаторе. Наличие паровой турбины и парового котла утилизатора увеличивает время пуска, уменьшает количество пусков/остановов, снижает скорость изменения нагрузки. Дополнительной проблемой являются выбросы вредных веществ на частичных нагрузках газовой турбины. Высокие требования к низкоэмиссионной камере сгорания газовой турбины. Отсутствуют реализованные проекты данной ПГУ.

Невский металлический завод

На «Невском металлическом заводе» реализуются программы локализации производства газовых турбин T16 и MS 5002E (GE) и T25 (Sollar Turbines).

Разработка энергетических пакетов происходит на базе газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Предлагает газотурбинные электрические станции мощностью 16 МВт, 22 МВт и 32 МВт, паротурбинные электрические станции мощностью 42 МВт и 84 МВт. Электрический КПД ПГУ на базе ГТЭ-32 равняется 46,7%. Котёл –утилизатор паровой (КУП) – вертикальный, барабанного типа, двух давлений генерируемого пара.

Отсутствует опыт эксплуатации ГТУ и ПГУ производства «Невский металлический завод» в энергосистеме Российской Федерации.

Уральский турбинный завод

Уральским турбинным заводом разработаны и подготовлены к производству энергетические ГТУ: ГТЭ-6 мощностью 6МВт; ГТЭ-16 мощностью 16МВт; ГТЭ-25У мощностью 30МВт.

Мощность ГТЭ-16 [169] на клеймах генератора составляет 15,2МВт, электрический КПД – 28,2%. Низкая температура выпускных газов, равная 420°С, не позволяет получить высокий коэффициент использования тепла топлива. КИТТ с учётом отпуска тепловой энергии составляет 77,3%.

Класс использования ГТУ – базовый. Число пусков не более 100 в год. Конструкция ГТУ допускает использование в пиковом и полупиковом режимах.

Отсутствует опыт эксплуатации ГТУ и ПГУ производства Уральского турбинного завода в энергосистеме Российской Федерации.

1.5. Выводы по Главе 1.

1. Выполненный многофакторный анализ показал:

- избыток генерирующих мощностей в ЕЭС России для работы в базовой части суточного графика потребления электрической энергии, а также для покрытия сезонных максимумов потребления.
 - дефицит генерирующих мощностей в ЕЭС России для работы в пиковой и полупиковой частях суточного графика потребления электрической энергии с возможностью ежедневных пусков/остановов.
 - из-за ограничений на выработку электроэнергии в базовой части суточного графика нагрузок по электрическим режимам задача увеличения доли электроэнергии в комбинированной выработке для ЕЭС России не актуальна.
 - что величина удельных выбросов CO₂ в энергосистеме РФ (306 гCO₂/кВтч) ниже, чем в энергосистемах США (412 гCO₂/кВтч), Германии (434 гCO₂/кВтч), Китая (661 гCO₂/кВтч), сравнима с показателями энергосистемы Дании (300 гCO₂/кВтч). Развитие когенерации является приоритетным направлением для снижения выбросов CO₂ в ЕЭС России.
2. Определена потребность ЕЭС России в пиковой мощности тепловых электростанций в объёме от 10000 МВт до 20000 МВт.
 3. Анализ показал, что газовые турбины меньшей мощности имеют лучшие характеристики маневренности, чем газовые турбины с большей мощностью. Ухудшение характеристик маневренности ПГУ по сравнению с ГТУ является следствием наличия парового контура высокого давления парового котла-утилизатора и паровой турбины.
 4. Анализ показал отсутствие реализованных проектов маневренных ГТУ-ТЭЦ.

5. Выполненный многофакторный анализ показал отсутствие должного внимания к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления электрической энергии (мощности) и тепла.
6. Анализ существующих методик разнесения расхода топлива на производство электроэнергии и тепла показал отсутствие методического подхода к определению конкурентоспособности комбинированной выработки по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической энергии и тепла.
7. Анализ литературы и патентов показал, что основными направлениями научных разработок являются: повышение эффективности и маневренности крупной (оптовой) генерации; использование малой (розничной) генерации для повышения эффективности электро- и теплоснабжения коммунальных и промышленных потребителей на розничном рынке без анализа общесистемных эффектов, без учёта системных режимных ограничений. В последнее время значительное количество работ посвящены улучшению характеристик маневренности крупных ПГУ, в российской научной литературе основное внимание уделено ПГУ-450.
8. Результаты выполненного многофакторного анализа показали актуальность темы диссертационного исследования.

Глава 2 Методические подходы для оптимизации структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России

2.1. Методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме

Разработан методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме [170-173].

Для целей, изложенных в данном методическом подходе, в качестве «базовой» генерацией принимаются следующие электростанции (таблица 2.1).

Таблица 2.1. Базовая генерация.

Тип электростанции	Обоснование
АЭС	<p>Рмин технологический АЭС на основании данных Системного оператора составляет 99,4%-99,7% от технологического максимума. Регулировочный диапазон составляет всего от 0,3% до 0,6% (3-6 МВт на блок 1000 МВт).</p> <p>Таким образом, при нормальных условиях функционирования ЕЭС РФ АЭС не предоставляют регулировочный диапазон.</p>
Теплофикационная выработка ТЭЦ	<p>Высокая топливная эффективность теплофикационных турбин достигается только при работе в режиме когенерации. Производство электрической энергии на Т-турбинах в конденсационном режиме неэффективно.</p> <p>Таким образом, Т-турбины должны работать исключительно в теплофикационном режиме. Загрузка Т-турбин в конденсационном режиме означает</p>

	несоответствие структуры генерирующих мощностей структуре потребления.
Ветрогенерация	Производство электрической энергии на ветроэлектростанциях носит вероятностный характер. При наличии приоритета загрузка ветрогенераторов в часы суточного минимума уменьшает величину базового потребления доступного для остальной генерации.
ГЭС с нерегулируемым стоком	Производство электрической энергии на ГЭС с нерегулируемым стоком носит вероятностный характер. При наличии приоритета загрузка ГЭС с нерегулируемым стоком в часы суточного минимума уменьшает величину базового потребления доступного для остальной генерации.

Под «пиковой» генерацией подразумеваются электростанции, способные осуществлять ежедневный пуск/останов генерирующего оборудования без влияния на продолжительность межремонтного периода.

Решение системы, состоящей из равенства (2) и неравенства (3) является необходимым условием сбалансированности энергосистемы.

Для определения способности генерирующего оборудования покрывать неравномерность суточного графика потребления введён коэффициент K . Формула (2) определяет значение коэффициента K , учитывая суточные максимум и минимум потребления электрической мощности, объём базовой и пиковой генерации, вклад экспорта и импорта электрической энергии в/из соседних энергообъединений.

$$K = \frac{P_{\text{мин}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}} + \Pi_{\text{экспорт}}}{P_{\text{мах}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}} - \Pi_{\text{импорт}} - \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген.}}} \quad (2)$$

где:

$P_{\text{мин}}^{\text{потр.}}$ - минимум суточного потребления электрической мощности, включая потери с электрических сетях и потребление электростанций на собственные нужды (СН)

$P_{\text{мах}}^{\text{потр.}}$ - максимум суточного потребления электрической мощности, включая потери с электрических сетях и потребление электростанций на собственные нужды (СН)

$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}}$ - электрическая мощность базовой генерации

$\sum P_{\text{пик}}^{\text{ген.}}$ - пиковая электрическая мощность со 100% регулировочным диапазоном

$\Pi_{\text{экспорт}}$ - переток электрической мощности из энергосистемы (экспорт)

$\Pi_{\text{импорт}}$ - переток электрической мощности в энергосистему (импорт)

Неравенство (3) накладывает требования к регулировочному диапазону включённого генерирующего оборудования за исключением базовой и пиковой генерации. В неравенстве учитываются требования к резервированию электрической мощности электростанций на разгрузку и нагрузку в энергосистеме.

$$K \geq (\sum P_{\text{мин}}^{\text{ген.}} + x) / (\sum P_{\text{мах}}^{\text{ген.}} - y) \quad (3)$$

где:

$\sum P_{\text{мин}}^{\text{ген.}}$ - сумма технических (технологических) минимумов генерации (без учёта базовой и пиковой генерации), нижний регулировочный диапазон

- $\Sigma P_{\max}^{\text{ген.}}$ - сумма технологических максимумов генерации (без учёта базовой и пиковой генерации), верхний регулировочный диапазон
- x - резерв мощности на разгрузку, МВт
- y - резерв мощности на нагрузку, МВт

Дополнительные требования, определяющие сбалансированность энергосистемы, могут быть выражены следующими выражениями:

$$\Sigma P_{\max}^{\text{ген}} + \Sigma P_{\text{баз}}^{\text{ген}} + \Sigma P_{\text{пик}}^{\text{ген}} + \Pi_{\text{импорт}} \geq P_{\max}^{\text{потр}} \quad (4)$$

$$\Sigma P_{\min}^{\text{ген}} + \Sigma P_{\text{баз}}^{\text{ген}} - \Pi_{\text{экспорт}} \leq P_{\min}^{\text{потр}} \quad (5)$$

В соответствии с формулой (2) 1 МВт пиковой генерации снижает потребность в перетоке на 1 МВт при сохранении значения коэффициента K. Таким образом, дополнительным экономическим эффектом строительства пиковых электростанций является снижение затрат на строительство электросетевой инфраструктуры.

На рисунке 2.1 представлено влияние «базовой» генерации на требования к регулировочному диапазону оставшейся части электростанций. Например, если отношение суточного минимума к суточному максимуму потребления составляет 50%, то в отсутствие «базовой» генерации электростанции с $P_{\max}=100\%$ и $P_{\min}=50\%$ смогут обеспечить электроснабжение потребителей без отключения части генерирующего оборудования на ночь.

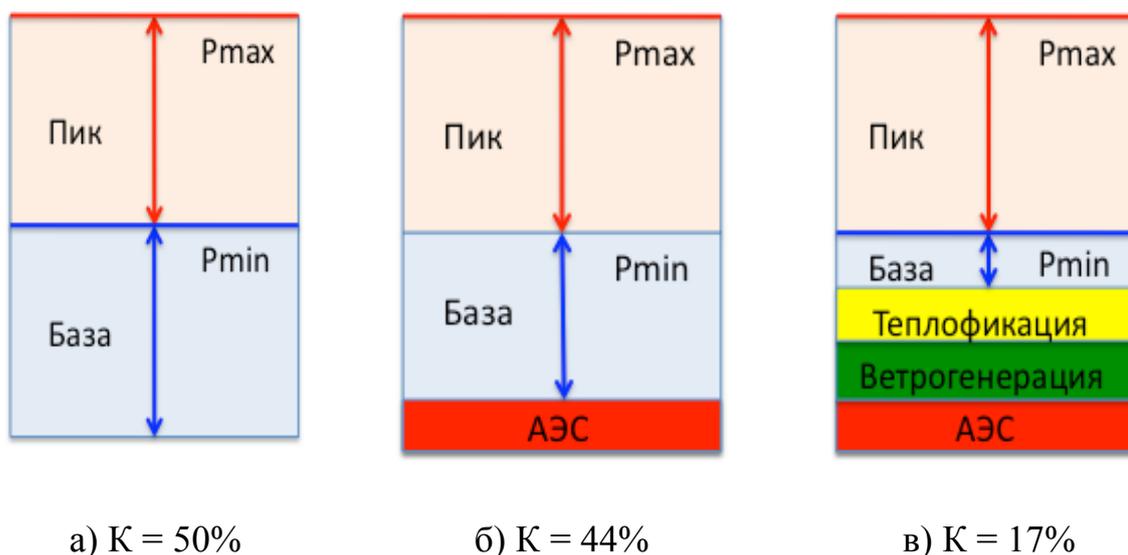


Рисунок 2.1. Влияние «базовой» генерации на требования к регулировочному диапазону

Требуемый регулировочный диапазон оставшихся генерирующих мощностей после загрузки «базовой» генерации (АЭС, Теплофикация, Ветрогенерация) превысит 50%, составит 56% и 83% соответственно.

Применение предложенного автором методического подхода позволяет определить:

- сбалансированность энергосистемы (энергорайона);
- потребность энергосистемы в пиковой генерации в зависимости от объёма атомных электростанций, «зелёной» генерации и электростанций, работающих на принципе утилизации твёрдых коммунальных отходов;
- потребность в перетоках между энергосистемами;
- влияние резервирования в энергосистеме на объём включённой базовой генерации, зависимость доли базовой генерации от горизонта прогнозирования потребления в энергосистеме.

2.1.1. Анализ сбалансированности энергосистемы, наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации

Способность генерации покрывать неравномерность суточного графика потребления обеспечивает сбалансированность отдельных частей энергосистемы, приводит к минимизации затрат на сетевую инфраструктуру.

Ниже представлены результаты анализа сбалансированности отдельных частей ЕЭС РФ, выполненные на основании методического подхода [170,172,173].

Объём «базового» потребления электрической энергии определяет требования к структуре генерирующих мощностей. Чем больше доля потребления электроэнергии в базовом режиме, тем меньше требуется регулировочный диапазон в энергосистеме. Снижение доли «базовых» потребителей, в том числе путём строительства собственной «базовой» генерации, приводит либо к росту глубины разгрузки генерирующих мощностей в энергосистеме, либо к необходимости остановов генерирующего оборудования на ночь.

Для определения сбалансированности энергосистемы упростим формулу (2) и определим значение коэффициента K , рассчитываемые как отношение суточного минимума потребления электрической мощности за минусом мощности базовой генерации (АЭС, теплофикация, ветрогенерация (снижает долю базовой генерации)) к разности суточного максимума потребления электрической мощности и мощности базовой генерации, в соответствии с формулой (6).

$$K = \frac{P_{\text{мин}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}}}{P_{\text{мах}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}}} \quad (6)$$

Для работы включённого генерирующего оборудования без остановов на ночь отношение их технических (технологических) минимумов (без учёта «базовой» генерации) к технологическим максимумам должно быть ниже коэффициента K .

$$K \geq \Sigma P_{\text{мин}}^{\text{ген.}} / \Sigma P_{\text{мак}}^{\text{ген.}} \quad (7)$$

Если отношение технического (технологического) минимума к технологическому максимуму включённого генерирующего оборудования за исключением базовой генерации превышает коэффициент K , то либо необходимо отключение части генерации на ночь, либо обеспечение перетока в другие части единой энергосистемы, имеющие резервы регулировочного диапазона.

Ниже приведены результаты расчётов коэффициента K для каждой ОЭС Российской Федерации при условии отнесения к «базовой» генерации только энергоблоков атомных электростанций. Расчёты выполнены для зимнего периода 2014/2015 года и летнего периода 2014 года на основе исходных данных, полученных из Отчётов АО «СО ЕЭС» по ОЭС за июнь-август 2014 и декабрь 2014-февраль 2015 года (Генерация и потребление (час)), Отчётов АО «АТС» за июнь-август 2014 и декабрь 2014 – февраль 2015 года (Отчёт о торгах по зонам свободного перетока ЕЭС).

ОЭС Северо-Запада

На рисунке 2.2 представлены расчётные данные коэффициента K для зимы 2014/2015 годов.

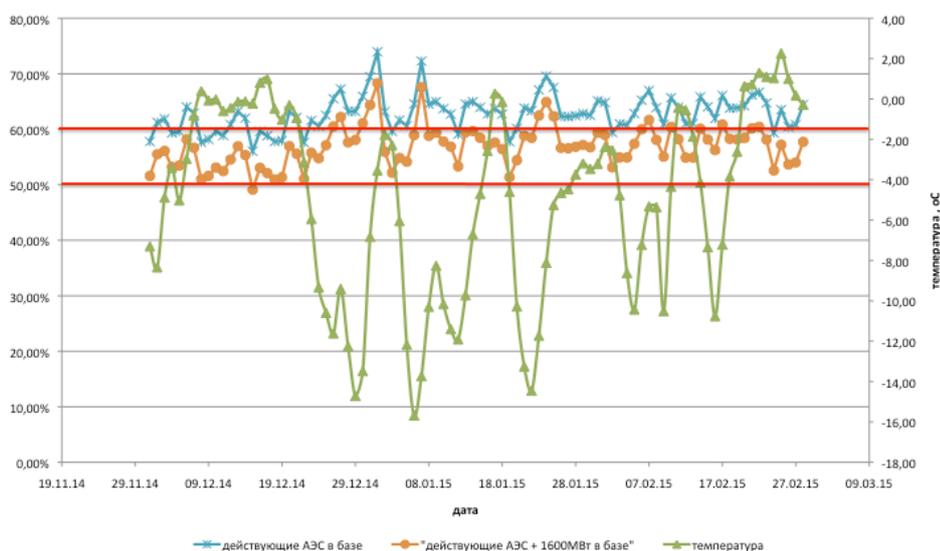


Рисунок 2.2. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС)
ОЭС Северо-Запада в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 55% до 67%. Фактическое значение отношения технологического минимума к технологическому максимуму превысило 70%. Таким образом, ОЭС Северо-Запада не способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 6 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Северо-Запада в зимний период.

На рисунке 2.3 представлены расчётные данные коэффициента K для лета 2014 года.

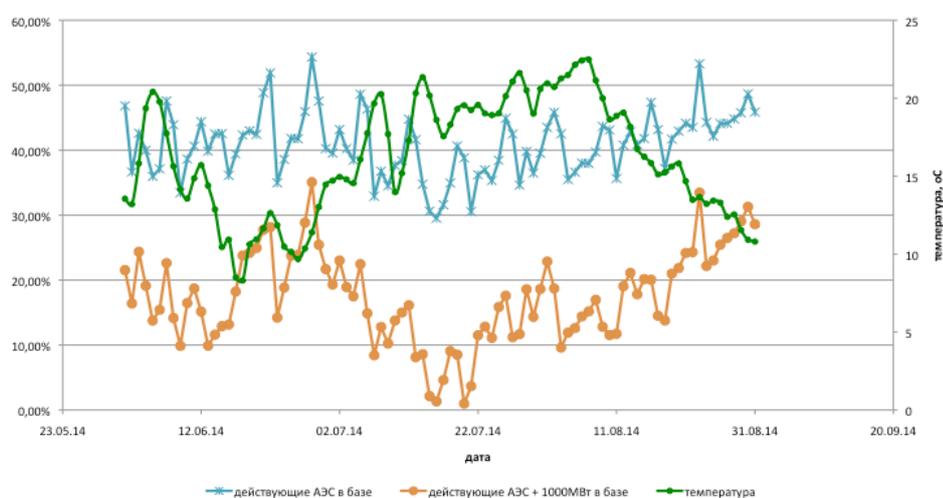


Рисунок 2.3. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС)
ОЭС Северо-Запада в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 30% до 50%. Фактическое значение отношения технического (технологического) минимума к технологическому максимуму превысило 58%. Таким образом, ОЭС Северо-Запада не способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 25 %

при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Северо-Запада в летний период.

ОЭС Центра

На рисунке 2.4 представлены расчётные данные коэффициента К для зимы 2014/2015 годов.

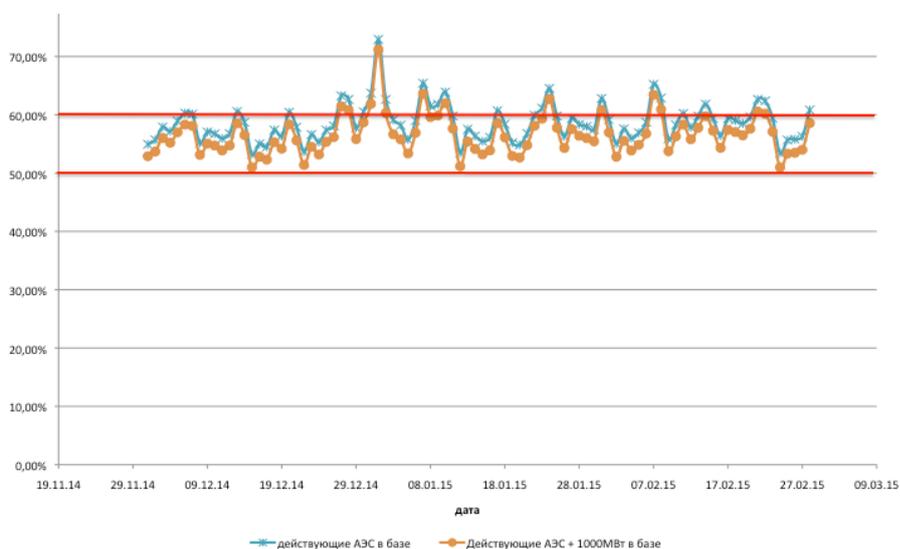


Рисунок 2.4. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Центра в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент К для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 54% до 65%. Фактическое значение отношения технологического минимума к технологическому максимуму превысило 62%. Таким образом, ОЭС Центра не способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента К снизится на 2 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Центра в зимний период.

На рисунке 2.5 представлены расчётные данные коэффициента К для лета 2014 года.

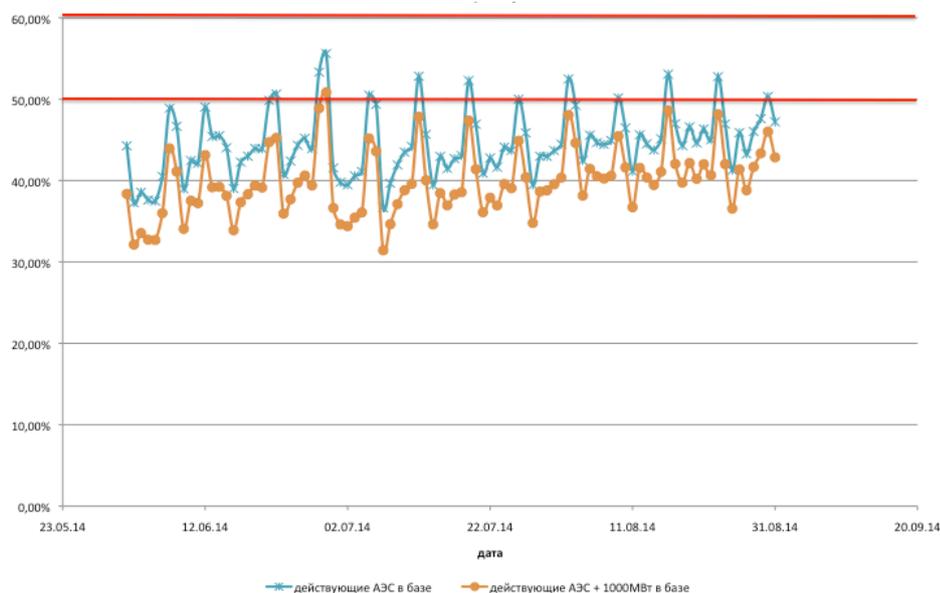


Рисунок 2.5. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Центра в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 37% до 54%. Таким образом, ОЭС Центра не способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 6 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Центра в летний период.

ОЭС Юга

На рисунке 2.6 представлены расчётные данные коэффициента K для зимы 2014/2015 годов.

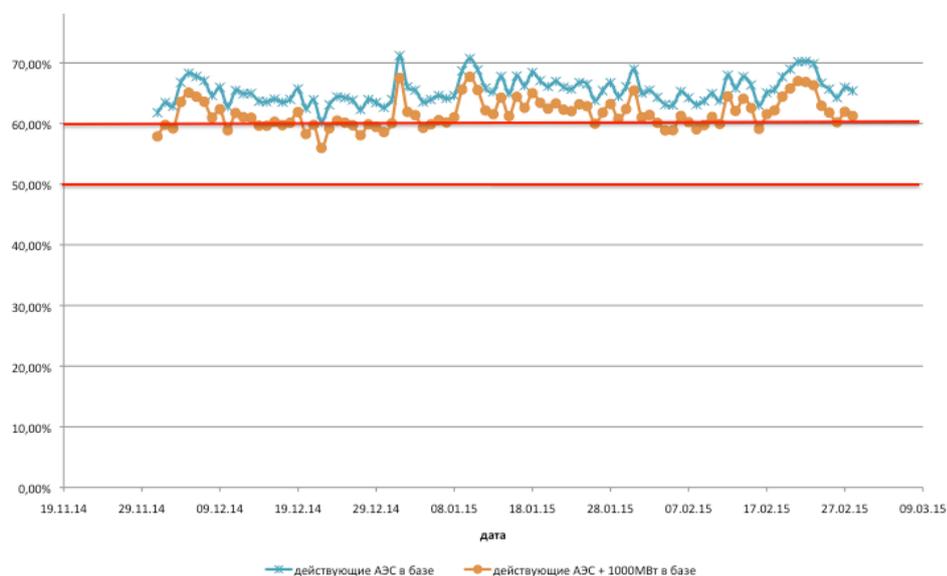


Рисунок 2.6. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС)
ОЭС Юга в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 60% до 70%. Таким образом, ОЭС Юга способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 5 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Юга в зимний период. На рисунке 2.7 представлены расчётные данные коэффициента K для лета 2014 года.

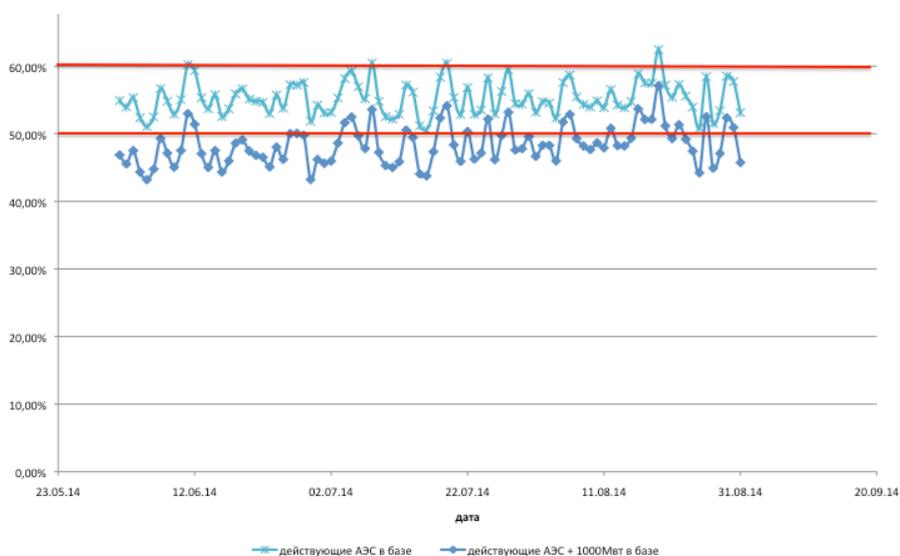


Рисунок 2.7. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС)
ОЭС Юга в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 50% до 62%. Таким образом, ОЭС Юга не способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 7 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Юга в летний период.

Ввод в промышленную эксплуатацию энергоблока Нововоронежской АЭС приведёт к значительному дефициту регулировочного диапазона в ОЭС Юга.

ОЭС Средней Волги

На рисунке 2.8 представлены расчётные данные коэффициента K для зимы 2014/2015 годов.

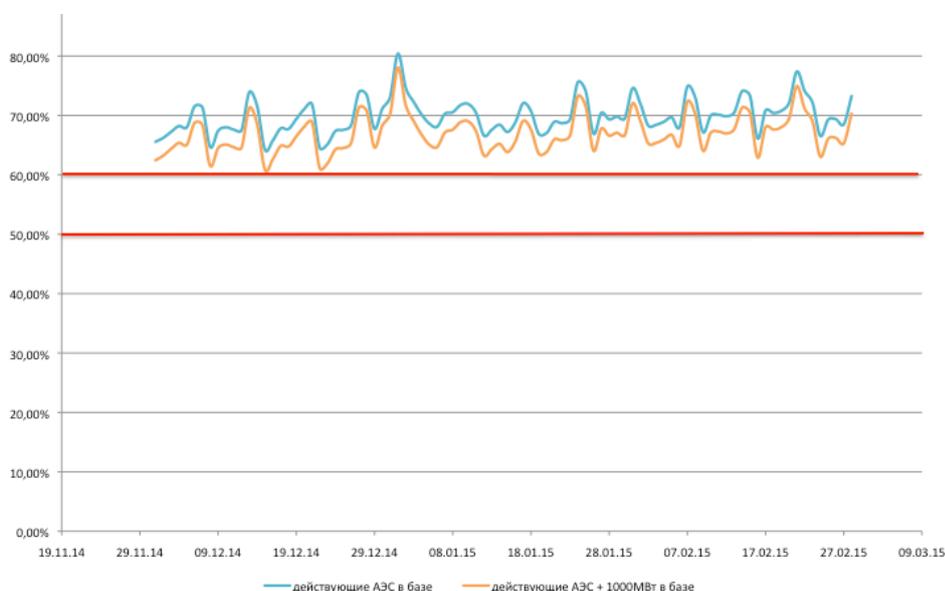


Рисунок 2.8. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Волги в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 65% до 78%. Таким образом, ОЭС Средней Волги способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 4 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Средней Волги в зимний период.

На рисунке 2.9 представлены расчётные данные коэффициента K для лета 2014 года.

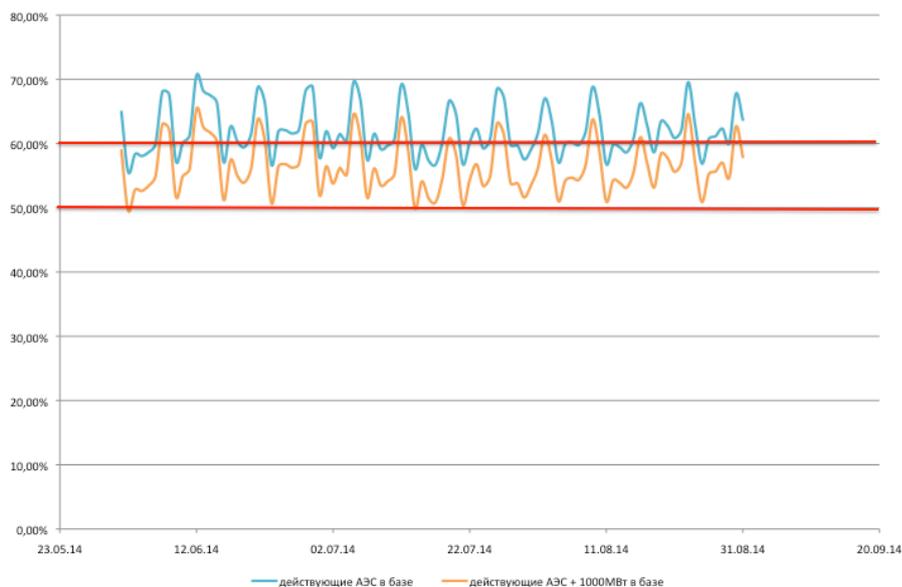


Рисунок 2.9. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Волги в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 57% до 70%. Таким образом, ОЭС Средней Волги способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 7 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Средней Волги в летний период.

ОЭС Урала

На рисунке 2.10 представлены расчётные данные коэффициента K для зимы 2014/2015 годов.

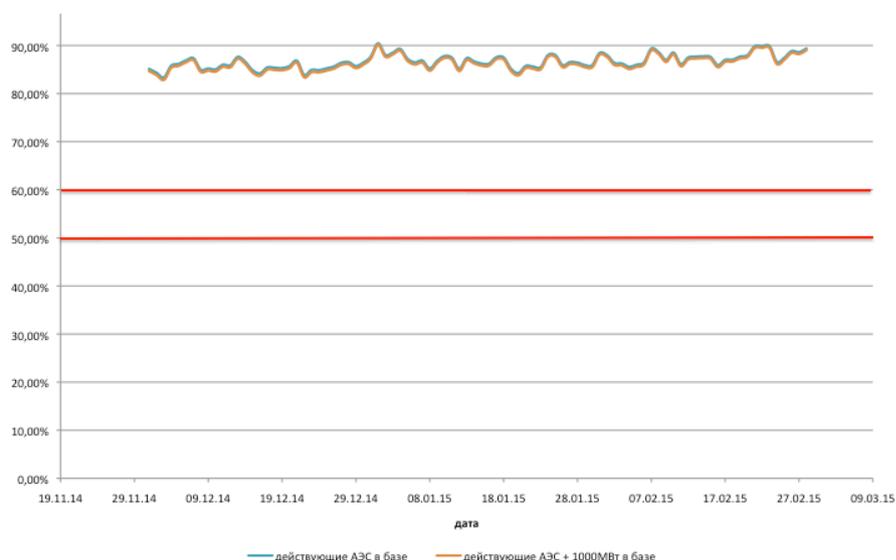


Рисунок 2.10. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Урала в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 84% до 90%. Таким образом, ОЭС Урала способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 1 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Урала в зимний период.

На рисунке 2.11 представлены расчётные данные коэффициента K для лета 2014 года.

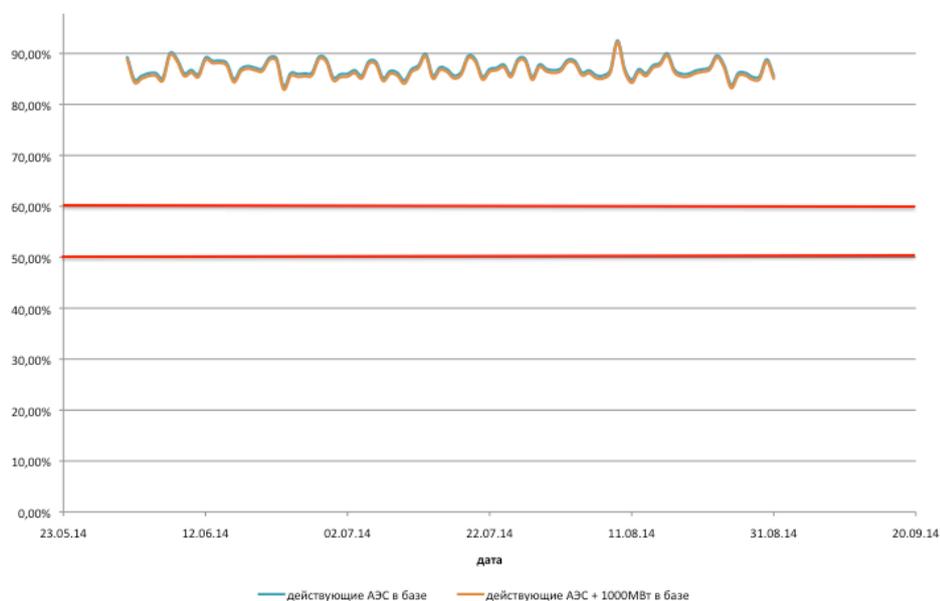


Рисунок 2.11. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Урала в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 84% до 90%. Таким образом, ОЭС Урала способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 1 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Урала в летний период.

ОЭС Сибири

На рисунке 2.12 представлены расчётные данные коэффициента K для зимы 2014/2015 годов.

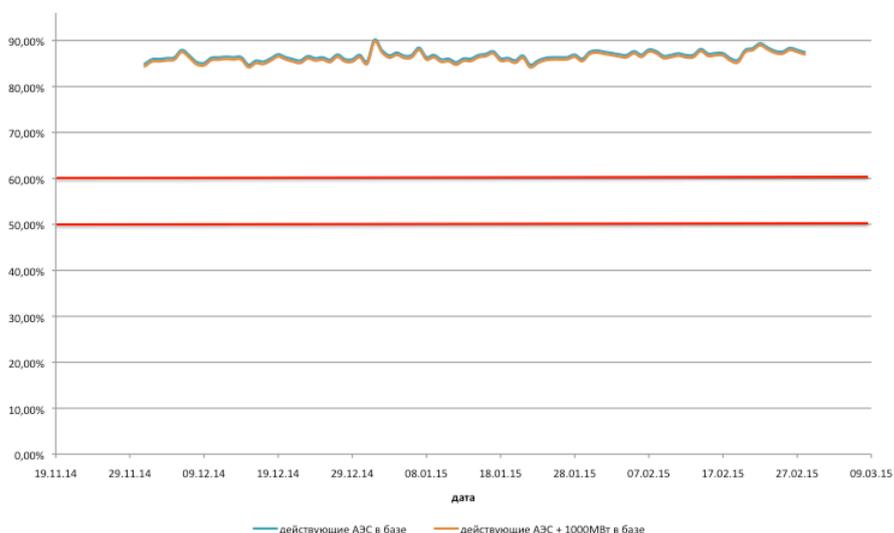


Рисунок 2.12. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Сибири в зимний период.

В зимний период 2014/2015 годов коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 85% до 90%. Таким образом, ОЭС Сибири способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 1 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Сибири в зимний период.

На рисунке 2.13 представлены расчётные данные коэффициента K для лета 2014 года.

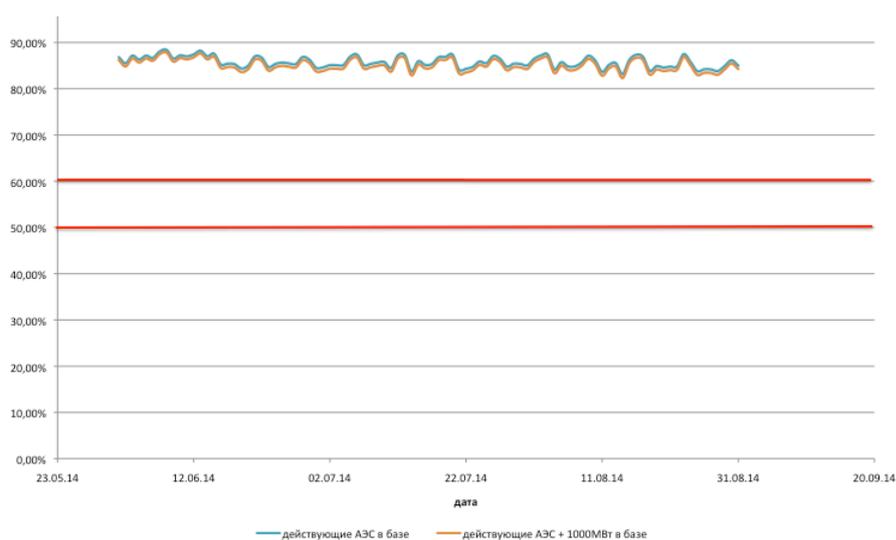


Рисунок 2.13. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) ОЭС Сибири в летний период.

В летний период 2014 года коэффициент K для тепловой и гидрогенерации находился в диапазоне от 84% до 88%. Таким образом, ОЭС Сибири способна самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления без перетоков за пределы ОЭС. Значение коэффициента K снизится на 1 % при росте на 1000МВт базовой генерации в ОЭС Сибири в летний период.

Сравнение результатов методического подхода с фактическими режимами

Результаты, полученные с использованием предложенного методического подхода, полностью совпадают с фактическими режимами в энергосистеме.

Например, для ОЭС Северо-Запада генерация превышает потребление и в летний и зимний период. Баланс между потреблением и производством электроэнергии обеспечивается за счёт перетоков в ОЭС Центра.

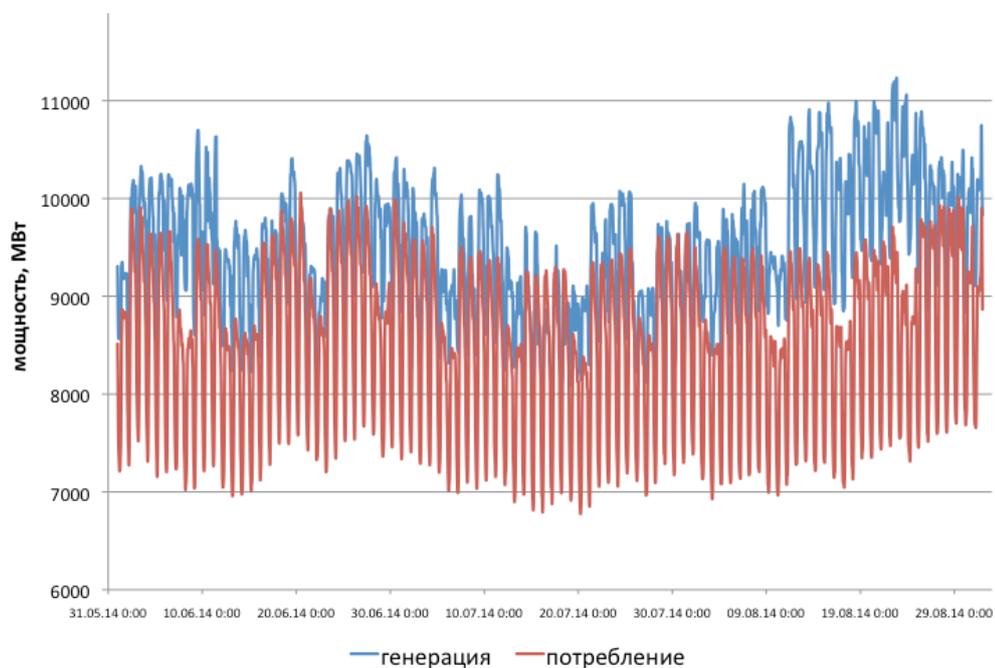


Рисунок 2.14. Фактические мощность генерации и потребления ОЭС Северо-Запада (лето).

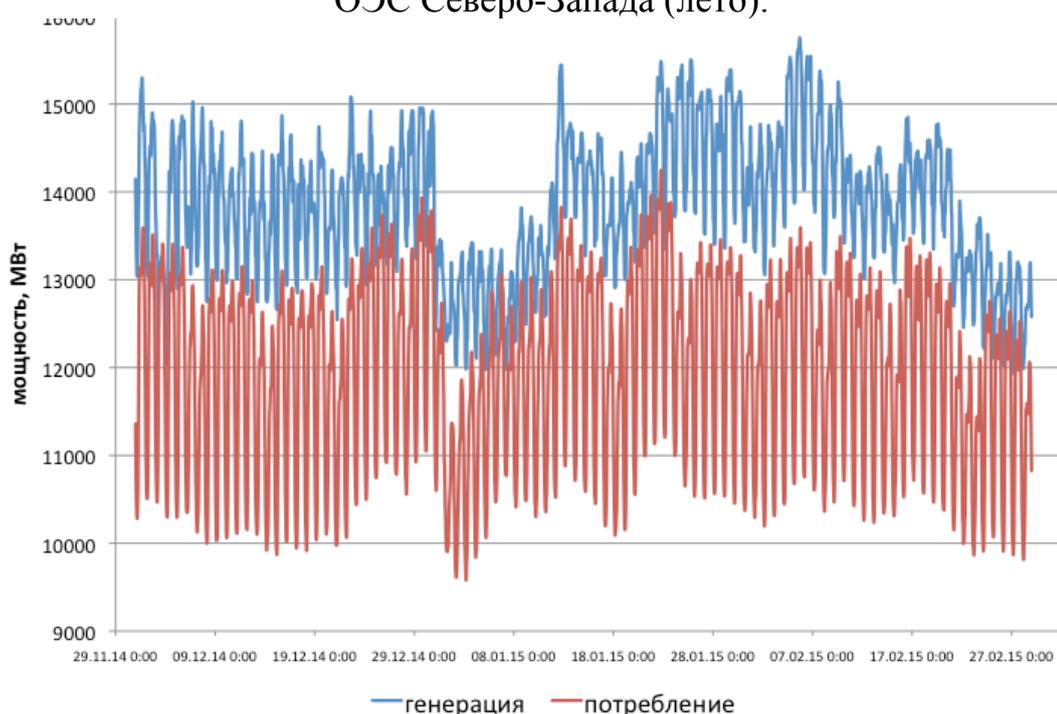


Рисунок 2.15. Фактические мощность генерации и потребления ОЭС Северо-Запада (зима).

Суточный диапазон изменения мощности генерации в ОЭС Урала превышает суточный диапазон потребления и для летнего и зимнего периода.

Следовательно, электростанции в ОЭС Урала предоставляют регулировочный диапазон для ЕЭС России.



Рисунок 2.16. Фактические мощность генерации и потребления ОЭС Урала (лето).

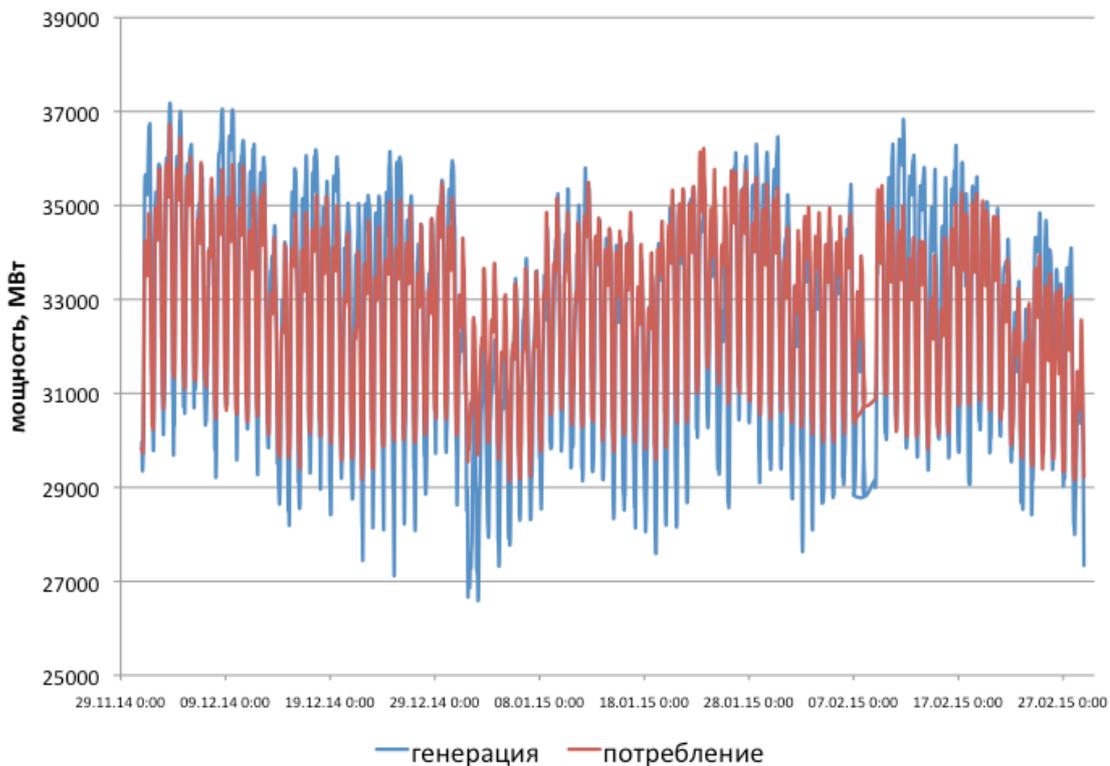


Рисунок 2.17. Фактические мощность генерации и потребления ОЭС Урала (зима).

Фактические режимы производства и потребления электроэнергии в других ОЭС полностью соответствуют результатам, полученным с помощью методического подхода, предложенного автором.

Регулировочный диапазон и размещение АЭС.

Результаты проведённых расчётов показали:

- дефицит регулировочного диапазона в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Юга;
- наличие свободного регулировочного диапазона в ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

На рисунке 2.18 представлена информация о регионах, имеющих свободный регулировочный диапазон, и о размещении действующих и строящихся АЭС на территории Российской Федерации и Республики Беларусь.

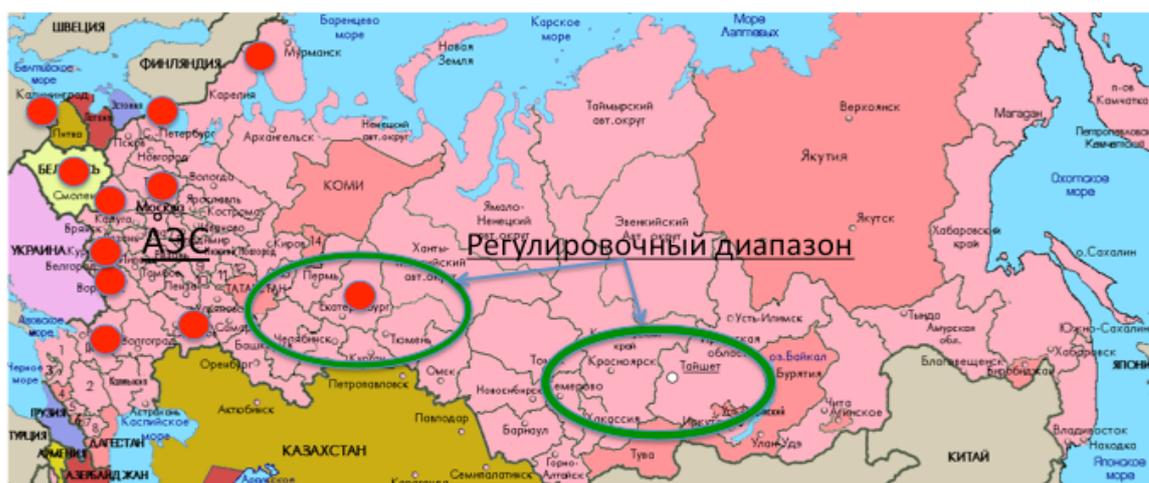


Рисунок 2.18. Размещение действующих и строящихся АЭС.

Действующие и строящиеся АЭС (обозначены красными кругами) располагаются на западной границе РФ и в Белоруссии, а регулировочный диапазон на Урале и в Сибири - за тысячи километров.

Для расчёта требуемых объёмов перетоков электрической мощности (экспорт/импорт) может использоваться модернизированная формула (8).

$$K = \frac{P_{\text{мин}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}} + \Pi_{\text{экспорт}}}{P_{\text{мах}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}} - \Pi_{\text{импорт}}} \quad (8)$$

Выполненные расчёты показали неоптимальное размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации, что приводит к значительным неоправданным издержкам на сетевое строительство.

Предложенный метод позволяет:

- определить наличие и отсутствие регулировочного диапазона в энергосистеме в целом или в её отдельных частях;
- избежать ошибок в размещении генерирующих мощностей на территории Российской Федерации, включая АЭС, теплофикационные установки, «зелёную» генерацию;
- оптимизировать расходы на строительство сетевой инфраструктуры.

2.1.2. Влияние строительства пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации

Качество проектирования Единой энергетической системы Российской Федерации определяет надёжность и эффективность энергоснабжения потребителей. Структура потребления должна определять структуру генерирующих мощностей. Сбалансированность является ключевым фактором эффективности и надёжности ЕЭС РФ. Несбалансированная энергосистема не может иметь низкую стоимость электрической и тепловой энергии для потребителей. Высокие энергетические затраты делают экономику Российской Федерации неконкурентоспособной.

В статьях [170,172,173] был проведён анализ сбалансированности ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала и ОЭС Сибири. Результаты расчётов показали неспособность генерирующего

оборудования ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Юга самостоятельно покрывать неравномерность суточного графика потребления:

- без останова генерирующего оборудования для прохождения суточного минимума потребления и/или
- без перетоков в (из) другие энергосистемы.

Проведённый анализ показал несоответствие размещения АЭС и наличия свободного регулировочного диапазона на территории РФ. Строительство (модернизация) АЭС происходит на западной границе России, а регулировочный диапазон находится за тысячи километров в ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

Ниже проведён анализ потребности энергосистемы в пиковых мощностях [171]. Актуальность данного анализа определяется ускоренным расходом паркового ресурса парогазовых установок (ПГУ) при работе в пиковом режиме, ростом стоимости электрической энергии при использовании конденсационных хвостов (выработка электроэнергии в диапазоне выше технологического минимума) теплофикационных турбин для покрытия неравномерности суточного графика потребления.

Наличие пиковой генерации с регулировочным диапазоном равным 100% позволяет улучшить режимы работы генерирующего оборудования в энергосистеме. Решение системы, состоящей из уравнения (9) и неравенства (10), позволит определить необходимый объём пиковой генерации для сбалансированности энергосистемы.

$$K = \frac{P_{\text{мин}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}}}{P_{\text{мах}}^{\text{потр.}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген.}} - \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген.}}} \quad (9)$$

Для работы включённого генерирующего оборудования без остановов на ночь необходимо, чтобы отношение их технических (технологических) минимумов (без учёта «базовой» и «пиковой» генерации) к технологическим максимумам было ниже (равно) коэффициента K .

$$K \geq \Sigma P_{\text{мин}}^{\text{ген.}} / \Sigma P_{\text{маx}}^{\text{ген.}} \quad (10)$$

На рисунке 2.19 представлены результаты расчётов коэффициента K в соответствии с формулой (8) за период с 1 июня 2014 года по 31 августа 2014 года в ОЭС Северо-Запада для двух вариантов:

- существующая структура генерирующих мощностей;
- строительство 1000 МВт новой пиковой генерации.

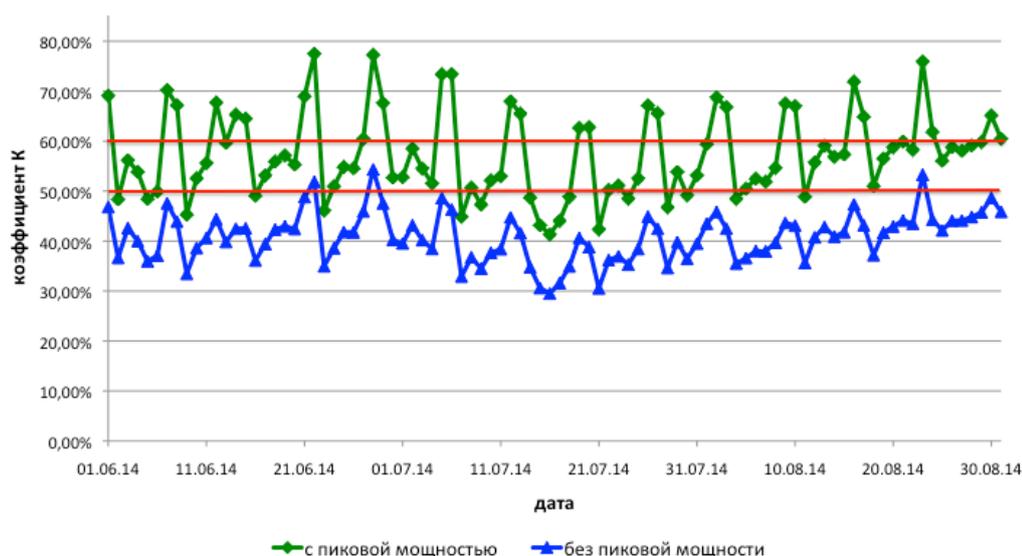


Рисунок 2.19. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС) при наличии или отсутствии пиковой генерации в ОЭС Северо-Запада (лето).

На рисунке видно, что значения коэффициента K для существующей структуры генерирующих мощностей и фактических данных о потреблении электрической энергии и мощности в ОЭС Северо-Запада, за исключением нескольких выходных дней, ниже 50%.

Значения коэффициента K для варианта со строительством 1000МВт новых пиковых мощностей для большинства дней летнего периода превышают 50%. Однако в рабочие дни июля значения коэффициентов K остаются ниже 50%.

На рисунке 2.20 представлены значения коэффициента K за период с 1 декабря 2014 года по 28 февраля 2015 года для двух вариантов:

- существующая структура генерирующих мощностей (к базовой генерации отнесены мощности АЭС и величина теплофикационной выработки);
- строительство 1000 МВт новой пиковой генерации.

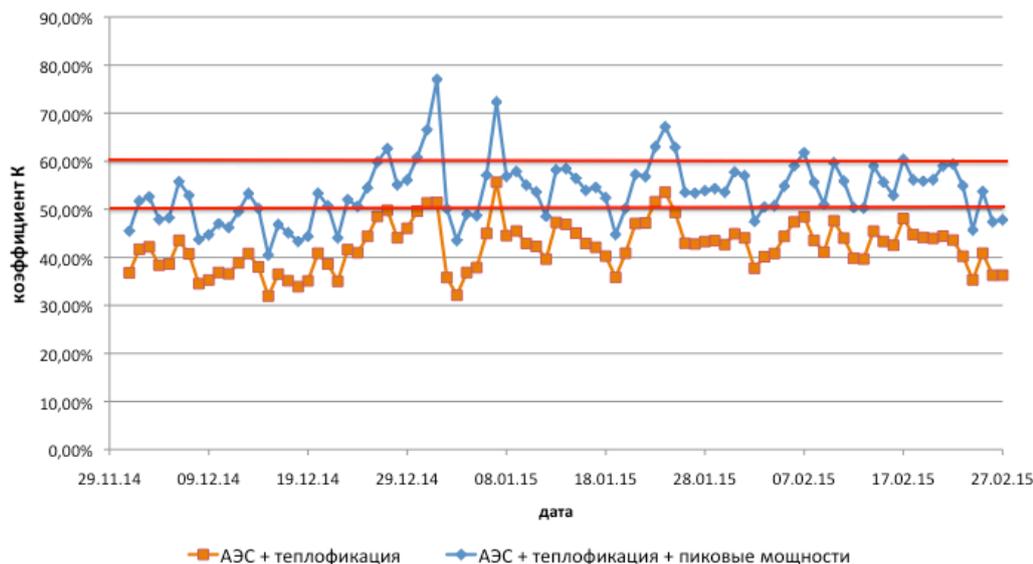


рисунок 2.20. Уровень минимальной суточной нагрузки станций (без АЭС и теплофикации) при наличии или отсутствии пиковой генерации в ОЭС Северо-Запада (зима).

В отсутствие пиковой генерации значение коэффициента K , кроме нескольких дней, ниже 50%. При строительстве 1000 МВт пиковой генерации значение коэффициента K растёт и превышает 50% для большинства дней в рассматриваемом периоде.

Системный оператор ЕЭС РФ может, при необходимости, размещать регулировочный диапазон не только на эффективных ПГУ, ГЭС, ГАЭС и ГРЭС, но и на конденсационных хвостах теплофикационных турбин. Использование конденсационных хвостов теплофикационных турбин для ведения электрических режимов говорит о несбалансированности энергосистемы, приводит к пережогу топлива и росту стоимости электрической энергии для потребителей [174]. Для дальнейшего расчёта требуемого объёма пиковой мощности будем предполагать, что

конденсационные хвосты теплофикационных турбин не будут использоваться для покрытия суточной неравномерности потребления электрической энергии.

В таблице 2.2 представлены результаты расчётов объёмов включённой пиковой генерации, позволяющих самостоятельно вести электрические режимы в энергосистемах Северо-Запад, Центра и Юга в летний и зимний периоды, при коэффициентах К равных 50% и 60%.

Таблица 2.2. Объёмы пиковой генерации, позволяющие самостоятельно вести электрические режимы в энергосистемах.

ОЭС	Требуемый объём пиковой мощности для коэффициента К=50%		Требуемый объём пиковой мощности для коэффициента К=60%	
	лето	зима	лето	зима
Северо-Запада	1400 МВт	1700 МВт	1800 МВт	2200 МВт
Центра	3600 МВт	2600 МВт	5300 МВт	5100 МВт
Юга	0	0	1300 МВт	1000 МВт

Расчёты требуемых объёмов пиковой генерации для зимнего периода были выполнены с учётом оценок теплофикационной выработки тепловых электростанций: для ОЭС Северо-Запада – 2600 МВт; для ОЭС Центра - 4000 МВт; и для ОЭС Юга - 2000 МВт. Для случая, если объём теплофикационной выработки будет больше, требуемый объём пиковой мощности также увеличится.

Подставим равенство (9) в неравенство (10), получим:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}}}{P_{\max}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} - \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}}} \geq \frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}} \quad (11)$$

Максимальный объём базовой генерации достигается при равенстве, проведя преобразования (11) получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\max}^{\text{потр}} \times \left(\frac{\frac{P_{\min}^{\text{потр}} - \sum P_{\min}^{\text{ген}}}{P_{\max}^{\text{потр}} - \sum P_{\max}^{\text{ген}}} - \frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}}}{1 - \frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}}} \right) + \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}} \times \left(\frac{\frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}}}{1 - \frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}}} \right) \quad (12)$$

учитывая, что:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}}}{P_{\max}^{\text{потр}}} = \alpha \quad (13)$$

$$\frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}} = \beta \quad (14)$$

получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\max}^{\text{потр}} \times \left(\frac{\alpha - \beta}{1 - \beta} \right) + \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}} \times \left(\frac{\beta}{1 - \beta} \right) \quad (15)$$

На рисунке 2.21 представлена зависимость максимальной мощности базовой генерации (АЭС + теплофикационная выработка ТЭЦ + ВИЭ) в энергосистеме от мощности пиковой генерации с регулировочным диапазоном 100%, структуры потребления и структуры генерации.

Для целей выполнения расчётов используются следующие исходные данные:

- Суточный максимум потребления равен 100%;
- Суточные минимумы потребления равны 50%, 60% и 70%;
- Отношение технических (технологических) минимумов к техническим максимумам генерации (за исключением базовой и пиковой генерации) равны 50%;
- Резервирование электрической мощности в энергосистеме не учитывается.

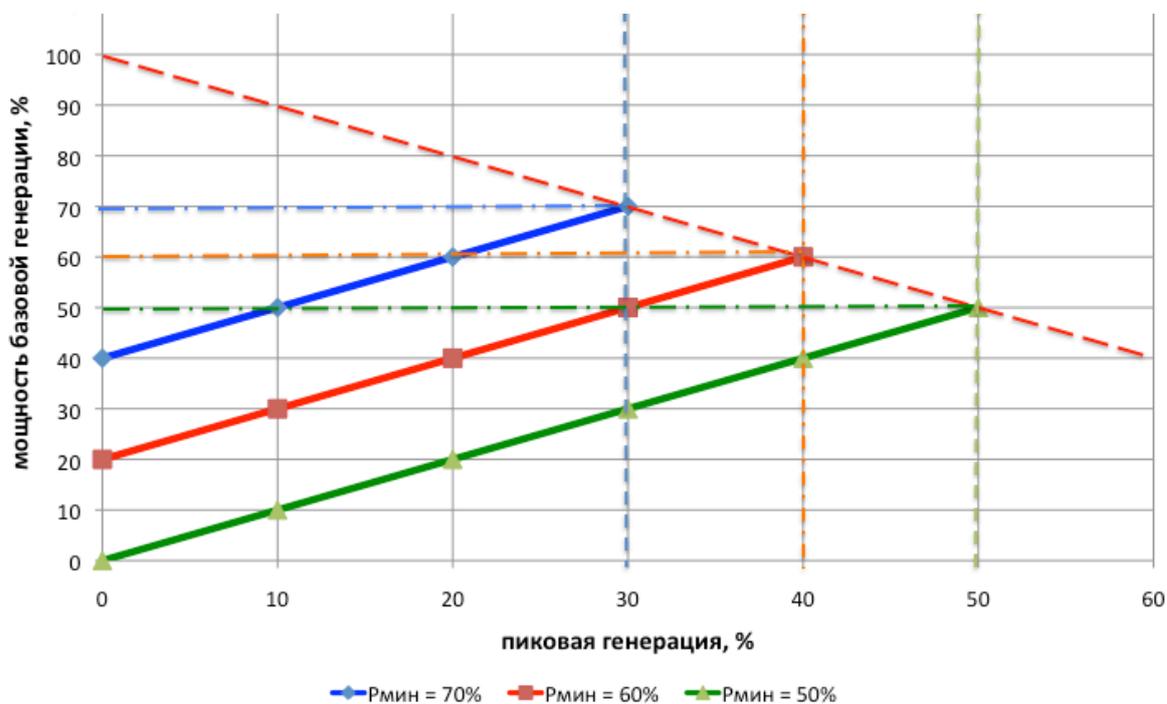


Рисунок 2.21. Зависимость максимальной мощности базовой генерации в энергосистеме от мощности пиковой генерации.

Максимальная мощность базовой генерации в энергосистеме, включая АЭС, теплофикационную выработку ТЭЦ и ветрогенерацию, при наличии 10% пиковой генерации для суточного минимума потребления 50% составляет 10%, для суточного минимума потребления 60% составляет 30%, для суточного минимума 70% составляет 50%.

Максимальная мощность базовой генерации в энергосистеме при наличии 20% пиковой генерации для суточного минимума потребления 50% составляет 20%, для суточного минимума потребления 60% составляет 40%, для суточного минимума 70% составляет 60%.

На рисунке 2.22 представлена зависимость объема требуемой пиковой мощности в энергосистеме от отношения технических (технологических) минимумов к технологическим максимумам генерации (кроме АЭС и пиковой) для доли мощности базовой генерации в энергосистеме равной 20 процентам.

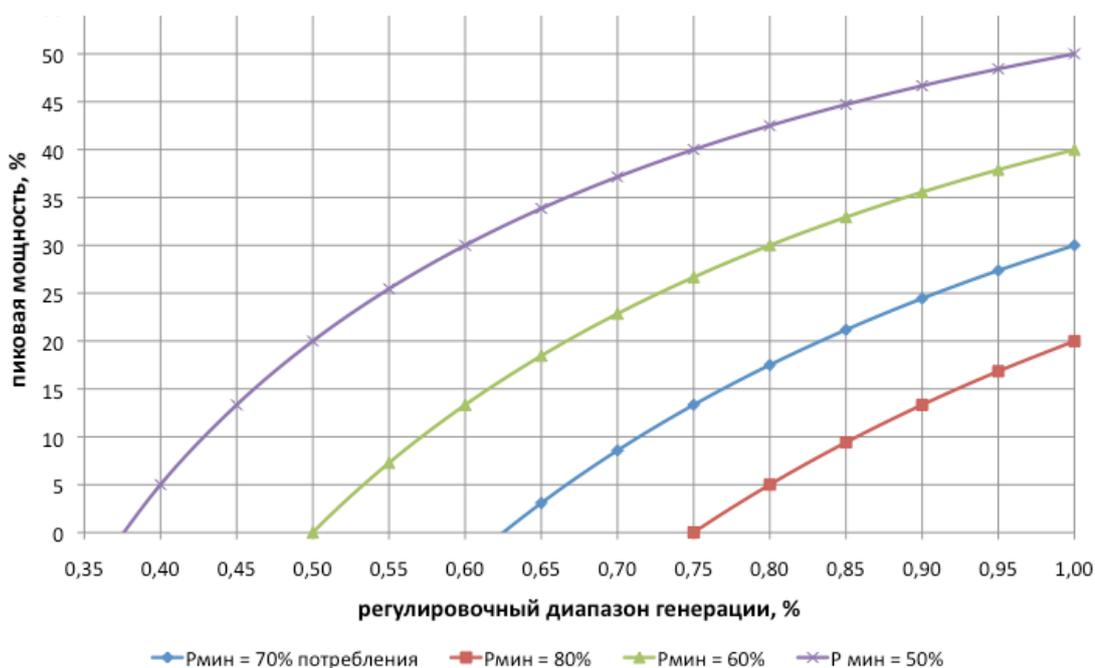


Рисунок 2.22. Зависимость объема требуемой пиковой мощности в энергосистеме от регулировочного диапазона генерации в энергосистеме.

При наличии в энергосистеме 20% мощности базовой генерации, для суточного минимума 50% потребность в мощности пиковой генерации составит 20%.

Таким образом, обеспечить сбалансированность энергообъединения можно тремя способами:

- строительством пиковой генерации;
- перетоками между энергообъединениями;
- вывод энергоблоков базовой генерации в холодный резерв (останов энергоблоков АЭС в холодный резерв, останов теплофикационных установок с передачей выработки тепловой энергии на котельные [1]).

В летний период времени энергоблоки АЭС обычно находятся в планово-предупредительном ремонте. В осенний и весенний периоды также имеют место ограничения на работу энергоблоков АЭС. В конце июля 2016 года блок №3 Ленинградской АЭС несколько дней находился в холодном резерве в результате диспетчерских ограничений.

Представленный подход позволяет определить необходимое условие сбалансированности энергосистемы.

Определены требуемые объёмы пиковых мощностей для обеспечения сбалансированности ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Юга.

Строительство пиковой генерации позволяет:

- сбалансировать энергосистему,
- повысить эффективность энергосистемы, исключив загрузку конденсационных хвостов теплофикационных турбин,
- снизить перетоки между энергообъединениями.

2.1.3. Влияние резервирования на объём базовой генерации в энергосистеме

СТО СО-ЦДУ-ЕЭС 001-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты» определяет требования к величине резерва мощности для первичного и вторичного регулирования, равной в нормальных условиях функционирования энергосистемы $\pm 10\%$ номинальной мощности энергоблока ($\pm 5\%$ для первичного регулирования и $\pm 5\%$ для вторичного). С учётом требований к оперативному резерву на нагрузку и разгрузку генерирующих мощностей в энергосистеме неравенство (3) может быть модернизирована следующим образом:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}}}{P_{\max}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} - \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}}} \geq \frac{(1 + x) \times \sum P_{\min}^{\text{ген}}}{(1 - y) \times \sum P_{\max}^{\text{ген}}} \quad (16)$$

На рисунке 2.23 представлены результаты расчётов величины регулировочного диапазона генерации от величины оперативного резерва в энергосистеме на разгрузку (x) и нагрузку (y).

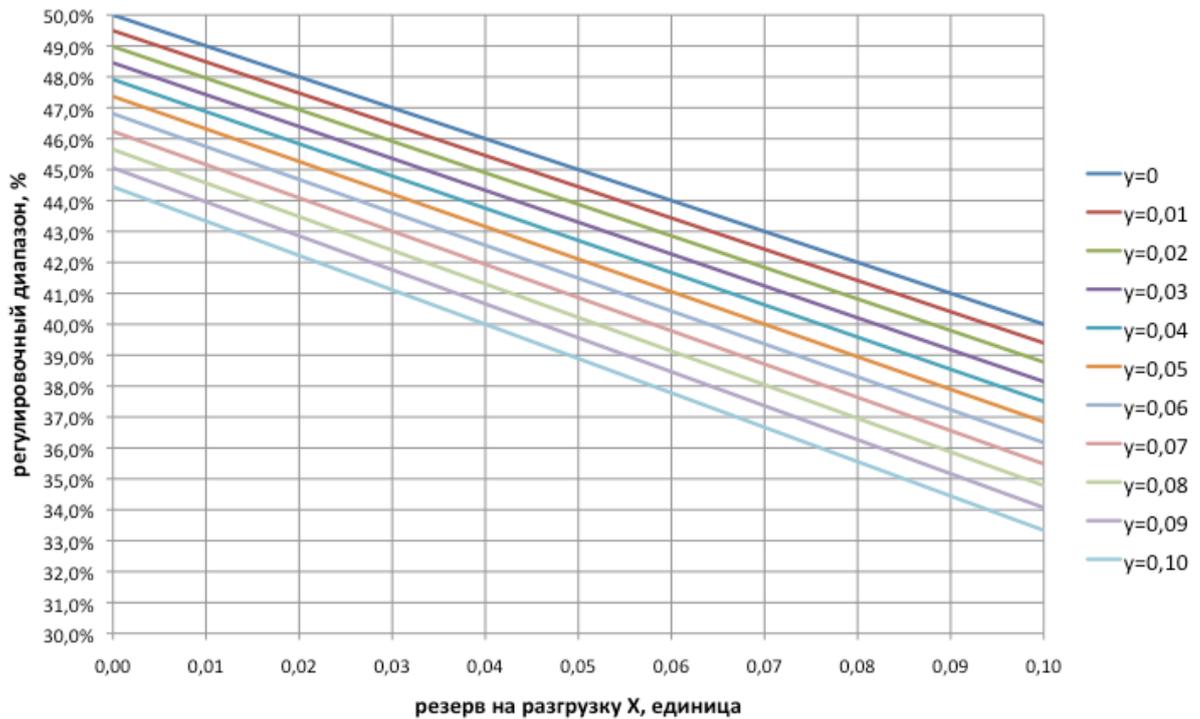


Рисунок 2.23. Зависимость величины регулировочного диапазона генерации от величины оперативного резерва в энергосистеме на разгрузку (x) и нагрузку (y).

Расчёты выполнены для случая, когда технический (технологический) минимум генерации (без учёта базовой и пиковой) равен 50% технологического максимума.

Таким образом, размещение оперативного резерва электрической мощности приводит к снижению регулировочного диапазона генерирующего оборудования. Размещение оперативного резерва, равного 10% ($\pm 5\%$) суммы технологических максимумов генерации, приводит к снижению регулировочного диапазона с 50% до 42%, а для резерва 20% ($\pm 10\%$) к снижению с 50% до 33,3%.

Максимальный объём базовой генерации достигается при равенстве, проведя преобразования (16) получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\text{мах}}^{\text{потр}} \times \left(1 - \frac{1 - \frac{\sum P_{\text{мин}}^{\text{потр}}}{\sum P_{\text{мах}}^{\text{потр}}}}{1 - \frac{\sum P_{\text{мин}}^{\text{ген}} \times (1+x)}{\sum P_{\text{мах}}^{\text{ген}} (1-y)}} \right) + \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}} \times \left(\frac{\frac{(1+x) \times \sum P_{\text{мин}}^{\text{ген}}}{\sum P_{\text{мах}}^{\text{ген}}}}{(1-y) - \frac{(1+x) \times \sum P_{\text{мин}}^{\text{ген}}}{\sum P_{\text{мах}}^{\text{ген}}}} \right) \quad (17)$$

учитывая, что:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}}}{P_{\max}^{\text{потр}}} = \alpha \quad (18)$$

$$\frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}} = \beta \quad (19)$$

получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\max}^{\text{потр}} \times \left(\frac{\alpha - \beta \times \frac{(1+x)}{(1-y)}}{1 - \beta \times \frac{(1+x)}{(1-y)}} \right) + \sum P_{\text{пик}}^{\text{ген}} \times \left(\frac{(1+x)\beta}{(1-y) - (1+x)\beta} \right) \quad (20)$$

На рисунке 2.24 представлена зависимость максимальной мощности базовой генерации в энергосистеме от мощности пиковой генерации, структуры потребления и структуры генерации, а также требований по резервированию электрической мощности.

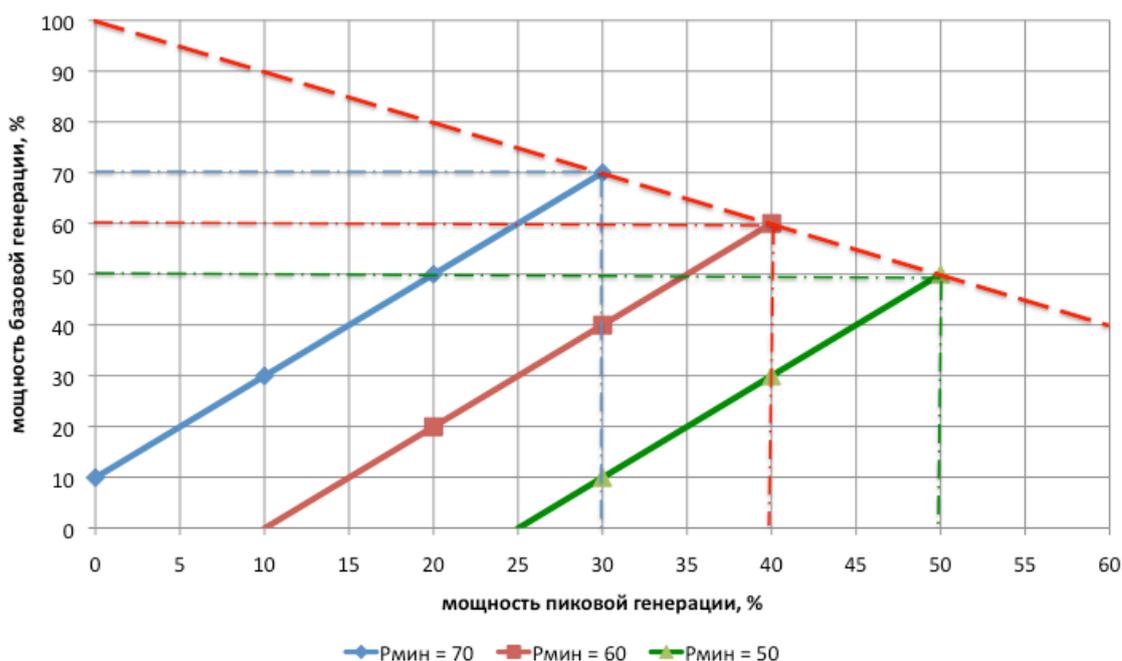


Рисунок 2.24. Зависимость максимальной мощности базовой генерации в энергосистеме от мощности пиковой генерации, структуры потребления и структуры генерации, а также требований по резервированию электрической мощности.

Максимальная мощность базовой генерации в энергосистеме, включая АЭС, теплофикационную выработку ТЭЦ и ветрогенерацию, при наличии 10% пиковой генерации для суточного минимума потребления 60% составляет 0%; для суточного минимума 70% составляет 30%, а для суточного минимума потребления 50% мощность базовой генерации равняется 0% при наличии 25% пиковой генерации.

Максимальная мощность базовой генерации в энергосистеме при наличии 20% пиковой генерации для суточного минимума потребления 60% составляет 20%, для суточного минимума 70% составляет 50%.

Таким образом, требования к резервированию электрической мощности в энергосистеме снижают допустимый объём базовой генерации. В рамках допустимого объёма базовой генерации происходит конкуренция между АЭС, теплофикационной выработкой ТЭЦ и источниками ВИЭ за попадание в энергобаланс. Строительство пиковой генерации приводит к увеличению допустимого объёма базовой генерации, снижает риски выдавливания из энергобаланса теплофикационной выработки ТЭЦ.

Перепишем (16) без учёта пиковой генерации:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}}}{P_{\max}^{\text{потр}} - \sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}}} \geq \frac{(1+x) \times \sum P_{\min}^{\text{ген}}}{(1-y) \times \sum P_{\max}^{\text{ген}}} \quad (21)$$

Максимальный объём базовой генерации достигается при равенстве, проведя преобразования (21) получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\max}^{\text{потр}} \times \left(1 - \frac{1 - \frac{P_{\min}^{\text{потр}}}{P_{\max}^{\text{потр}}}}{1 - \frac{\sum P_{\min}^{\text{ген}}}{\sum P_{\max}^{\text{ген}}} \times \frac{(1+x)}{(1-y)}} \right) \quad (22)$$

учитывая, что:

$$\frac{P_{\min}^{\text{потр}}}{P_{\max}^{\text{потр}}} = \alpha \quad (23)$$

$$\frac{\sum P_{\text{мин}}^{\text{ген}}}{\sum P_{\text{маx}}^{\text{ген}}} = \beta \quad (24)$$

получим:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{ген}} = P_{\text{маx}}^{\text{потр}} \times \left(1 - \frac{1 - \alpha}{1 - \beta \times \frac{(1 + x)}{(1 - y)}} \right) \quad (25)$$

Рост резервирования приводит к снижению доли базовой генерации в энергосистеме.

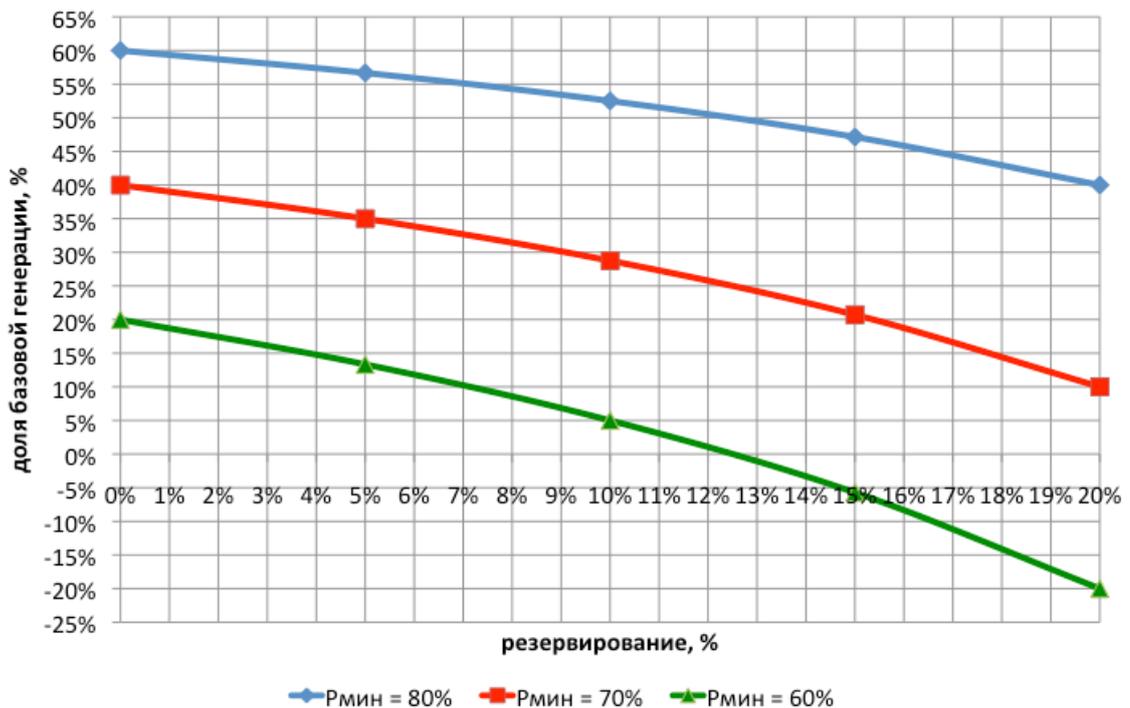


Рисунок 2.25. Зависимость доли базовой генерации от резервирования в энергосистеме.

Таким образом, применение методического подхода позволяет определить требования к структуре генерации в зависимости от требуемого в энергосистеме резерва.

2.2. Методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической и тепловой энергии.

Автором представлен методический подход к анализу конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла, с учетом разнесения топливных затрат электростанций, работающих в режиме когенерации [175]. Решение задачи, при которой ТЭЦ, работающая в режиме когенерации, будет одновременно конкурентоспособна по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для отдельной выработки тепловой и электрической энергии, позволит оценить конкурентоспособность рассматриваемых проектов, выбрать наиболее перспективные варианты. Разработанный подход, позволяет учитывать большинство методик разнесения расхода топлива электростанции, работающей в режиме когенерации, между электрической энергией и теплом.

Конкурентоспособность российской экономики определяется конкурентоспособностью промышленности, а с учётом климатических особенностей в значительной степени зависит от стоимости энергоресурсов. Структуры потребления электрической и тепловой энергии в Российской Федерации сильно различаются. Так, доля населения в потреблении электрической энергии в среднем по стране составляет около 14%, а доля в потреблении тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения около 40%. Доля ТЭЦ в производстве электрической энергии около 30%, а в теплоснабжении городов может достигать 80%.

Поэтому вопрос разнесения затрат между производством электрической и тепловой энергии на электростанциях, работающих в режиме когенерации, является не только технической, но и важной социально-экономической задачей.

Целью настоящей работы является разработка методического подхода к определению конкурентоспособности ТЭЦ на рынках электрической энергии и тепла, как инструмента для принятия решений о наличии или отсутствии целесообразности вывода теплофикационного оборудования ТЭЦ из эксплуатации, а также определения факторов, влияющих на его конкурентоспособность.

Сравнение производства тепловой энергии на ТЭЦ и котельной должно производиться с учётом потребления топлива, электроэнергии и воды для одинаковых функционалов. Для расчётов из функционала ТЭЦ должны быть исключены дополнительные услуги по хранению резервного топлива, химводоподготовке и ведению суточного графика ГВС, а также топливные затраты на них, в том случае, если данные услуги не оказываются эталонной котельной.

Под эталонной котельной понимается энергообъект отдельного производства тепловой энергии, которым может считаться - современная газовая котельная на базе водогрейных котлов с КПД 94-95%.

За наилучшую имеющуюся технологию отдельного производства электрической энергии принята ПГУ. Сравнение производства электроэнергии на ТЭЦ и ПГУ, также должно проводиться для одинаковых условий.

Расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии учитывается как часть полезного отпуска.

Для анализа конкурентоспособности ТЭЦ на рынках тепла и электроэнергии необходимо решить, задачу, при которой ТЭЦ, работающая в режиме когенерации, будет одновременно конкурентоспособна по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для отдельной выработки тепловой и электрической энергии.

Как известно, одним из показателей используемым для оценки совершенства термодинамических циклов энергоблоков является полный КПД или коэффициент использования теплоты топлива:

$$\eta_{\text{КИТГ}} = (N_{\text{э}} + Q_{\text{т}}) / Q_{\text{топ}} \quad (26)$$

где: $N_{\text{э}}$ - электрическая мощность; $Q_{\text{т}}$ - тепловая мощность; $Q_{\text{топ}}$ - теплота подведенная с топливом.

Преобразуем формулу (26):

$$Q_{тэ} = \eta_{КИТТ} \times Q_{топ} - N_{ээ} \quad (27)$$

Примем во внимание, что:

$$Q_{топлива тэ} = Q_{топ} - Q_{топлива ээ} \quad (28)$$

где:

$Q_{топлива ээ}$ - расход топлива на выработку электрической энергии

$Q_{топлива тэ}$ - расход топлива на выработку тепловой энергии

Разделим левую и правую часть формулу (27) на $Q_{топлива тэ}$:

$$Q_{тэ} / Q_{топлива тэ} = (\eta_{КИТТ} \times Q_{топ} - N_{ээ}) / Q_{топлива тэ} \quad (29)$$

Используя (28), получим:

$$Q_{тэ} / Q_{топлива тэ} = (\eta_{КИТТ} \times Q_{топ} - N_{ээ}) / (Q_{топ} - Q_{топлива ээ}) \quad (30)$$

Вынесем в числителе и знаменателе (30) за скобку $Q_{топ}$ и сократим:

$$Q_{тэ} / Q_{топлива тэ} = (\eta_{КИТТ} - N_{ээ}/Q_{топ}) / (1 - Q_{топлива ээ}/Q_{топ}) \quad (31)$$

Пусть:

$$\eta_{ээ} = N_{ээ}/Q_{топ} \quad (32)$$

и

$$Q_{тэ} / Q_{топлива тэ} = КПД_{тэ} \quad (33)$$

Тогда:

$$КПД_{тэ} = (\eta_{КИТТ} - \eta_{ээ}) / (1 - Q_{топлива ээ}/Q_{топ}) \quad (34)$$

Исходя из того, что:

$$КПД_{ээ} = N_{ээ} / Q_{топлива ээ} \quad (35)$$

получим:

$$\text{КПД}_{\text{тэ}} = (\eta_{\text{КИТТ}} - \eta_{\text{ээ}}) / (1 - (1 / \text{КПД}_{\text{ээ}}) \times (N_{\text{ээ}} / Q_{\text{топ}})) \quad (36)$$

учитывая (32), получим:

$$\text{КПД}_{\text{тэ}} = (\eta_{\text{КИТТ}} - \eta_{\text{ээ}}) / (1 - \eta_{\text{ээ}} / \text{КПД}_{\text{ээ}}) \quad (37)$$

Выразим $\text{КПД}_{\text{тэ}}$ и $\text{КПД}_{\text{ээ}}$ через удельные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии:

$$\text{КПД}_{\text{тэ}} = b_{\text{тэ}}^{100} / b_{\text{тэ}}^* \quad (38)$$

где:

$b_{\text{тэ}}^{100}$ - удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии для $\text{КПД}_{\text{тэ}} = 100\%$

$b_{\text{тэ}}^*$ - удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии

и:

$$\text{КПД}_{\text{ээ}} = b_{\text{ээ}}^{100} / b_{\text{ээ}}^* \quad (39)$$

где:

$b_{\text{ээ}}^{100}$ - удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии для $\text{КПД}_{\text{тэ}} = 100\%$

$b_{\text{ээ}}^*$ - удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии

Подставим (38) и (39) в (37) и, проведя преобразования, получим зависимость удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии от удельного расхода топлива на выработку электрической энергии:

$$b_{тэ}^* = b_{тэ}^{100} \times (1 - \eta_{ээ} \times b_{ээ}^* / b_{ээ}^{100}) / (\eta_{китт} - \eta_{ээ}) \quad (40)$$

Учитывая, что:

$$b_{тэ}^{100} = (1000/7) \text{ кгут/Гкал} \cong 142,86 \text{ кгут/Гкал} \quad (41)$$

$$b_{ээ}^{100} = (859,8/7) \text{ гут/кВтч} \cong 122,83 \text{ гут/кВтч} \quad (42)$$

получим:

$$b_{тэ}^* \cong 142,86 \times (1 - \eta_{ээ} \times b_{ээ}^* / 122,83) / (\eta_{китт} - \eta_{ээ}) \quad (43)$$

Коэффициент $\eta_{ээ}$ является характеристикой генерирующего оборудования ТЭЦ, а $\eta_{китт}$ определяется режимом работы электростанции. Таким образом, получили линейную зависимость между удельными расходами условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии для фиксированных значений $\eta_{китт}$ и $\eta_{ээ}$.

Как уже было отмечено выше, ТЭЦ должна быть конкурентоспособна одновременно на рынках электрической и тепловой энергии. Следовательно, удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии должен быть ниже удельного расхода условного топлива эталонной котельной:

$$b_{тэ}^* \leq b_{тэ}^{\text{эталон}} \quad (44)$$

а удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии должен быть ниже удельного расхода условного топлива эталонной электростанции:

$$b_{ээ}^* \leq b_{ээ}^{\text{эталон}} \quad (45)$$

На рисунке 2.26 представлены результаты расчётов, выполненных для $\eta_{китт}$ равного 70%, 80% и 90%. КПД по выработке электроэнергии принят равным 33%, что соответствует характеристикам паровой турбины Т-100-130 при работе в конденсационном режиме.

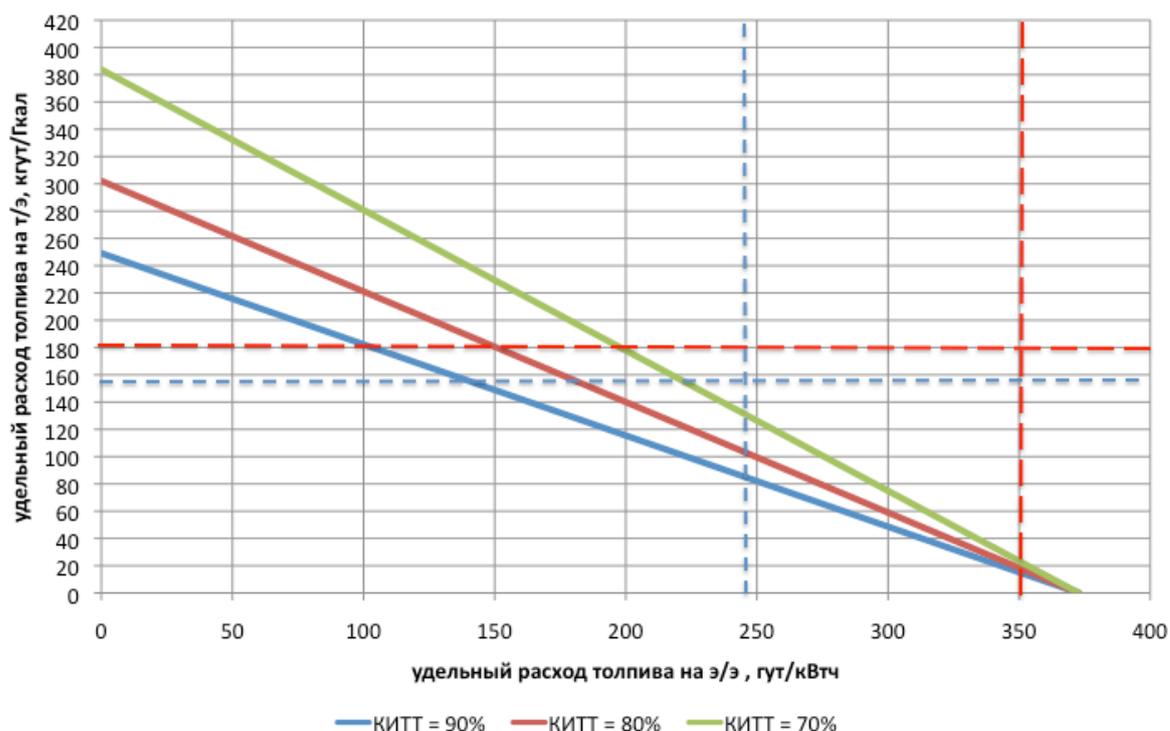


Рисунок 2.26. Соотношение удельных расходов топлива на выработку тепла и электрической энергии для Т-100-130

Красная горизонтальная пунктирная линия соответствует «физическому» методу.

Синяя горизонтальная пунктирная линия соответствует методу альтернативного производства тепла (методу «альтернативной» котельной).

Синяя вертикальная пунктирная линия соответствует методу альтернативного производства электрической энергии на ПГУ (по аналогии можно назвать методом «альтернативной» ПГУ).

Красная вертикальная пунктирная линия соответствует методу альтернативного производства электроэнергии на КЭС.

Прямоугольник, образованный синими пунктирными линиями (в левом нижнем углу диаграммы) соответствует конкурентоспособности одновременно с наилучшими имеющимися технологиями по отдельному производству электрической и тепловой энергии.

Наклонные отрезки определяют все возможные варианты зависимости УРУТ по т/э от УРУТ по э/э для фиксированного $\eta_{\text{КИТТ}}$. На рисунке видно,

что внутри прямоугольника «конкурентоспособности» ТЭЦ находятся участки отрезков для $\eta_{\text{КИТТ}}$ равного 70%, 80% и 90%.

Любой участок отрезка содержит бесконечное число точек, поэтому количество методик по разнесению расхода топлива может быть также бесконечно большим.

Как видно из рисунка, применение «физического» метода для разнесения расхода топлива между электрической и тепловой энергией не обеспечивает конкурентоспособность ТЭЦ по сравнению с эталонной котельной. Следовательно, данный метод не должен применяться на практике.

Данный результат соответствует выводам о неэффективности использования «физического» метода, сделанных в работах [19,121,126,129,136,140].

На рисунке 2.27 представлены результаты решения системы для ПГУ-ТЭЦ.

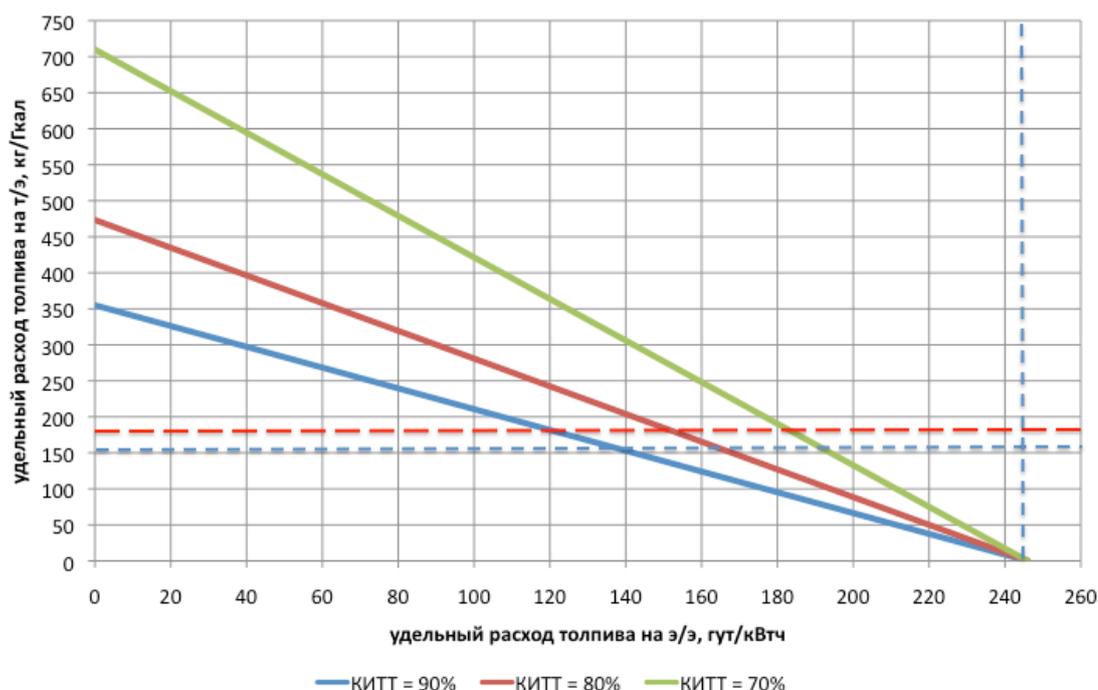


Рисунок 2.27. Соотношение удельных расходов топлива на выработку тепла и электрической энергии для энергоблока ПГУ

Красная горизонтальная пунктирная линия соответствует «физическому» методу.

Синяя горизонтальная пунктирная линия соответствует методу альтернативного производства тепла (методу «альтернативной» котельной).

Синяя вертикальная пунктирная линия соответствует методу альтернативного производства электрической энергии на ПГУ (по аналогии можно назвать методом «альтернативной» ПГУ).

Прямоугольник, образованный синими пунктирными линиями (в левом нижнем углу диаграммы) соответствует конкурентоспособности одновременно с наилучшими имеющимися технологиями по отдельному производству электрической и тепловой энергии.

Наклонные отрезки определяют все возможные варианты зависимости УРУТ по т/э от УРУТ по э/э для фиксированного КИТТ. На рисунке видно, что внутри прямоугольника «конкурентоспособности» ПГУ находятся участки отрезков для КИТТ равного 70%, 80%, и 90%. Конкурентоспособность ПГУ, работающей в режиме когенерации, на рынках электрической энергии и тепла обеспечивается в более широком диапазоне КИТТ, чем для ТЭЦ.

На рисунке 2.28 представлена зависимость удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии от коэффициента $K_{э/э}$ при условии обеспечения конкурентоспособности производства электрической энергии с ПГУ. УРУТ на производство электрической энергии принят равным 246 гут/кВтч, что соответствует КПД $_{э/э}$ равному 50%. Из графика видно, что для КИТТ, равному 80%, ТЭЦ конкурентоспособна по производству тепловой энергии при $K_{э/э}$, равному 15%.

Таким образом, теплофикационные турбины, в том числе с параметрами давления пара 90 атм и ниже, являются одновременно конкурентоспособными по теплу с эталонной котельной и по электроэнергии с эталонной электростанцией.

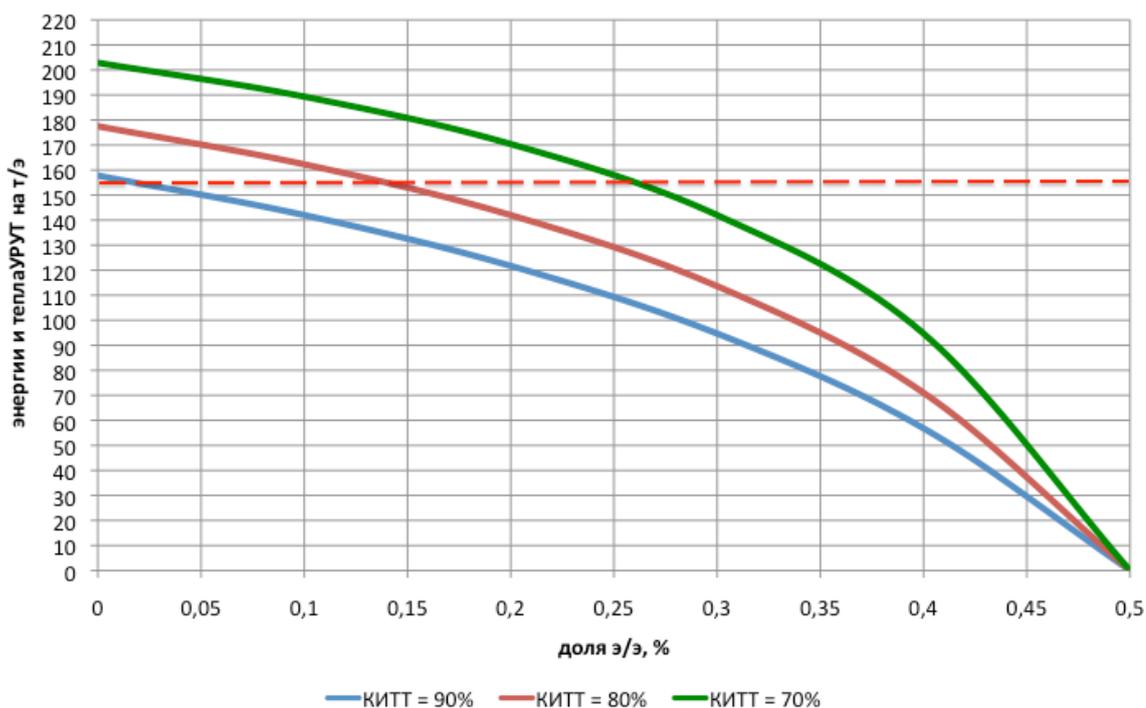


Рисунок 2.28. Соотношение удельных расходов топлива на выработку тепла и электрической энергии от коэффициента $K_{э/э}$ при $KПД_{э/э}$ равному 50%

Аналогичным способом могут быть решены задачи разнесения топлива между полезным отпуском электрической и тепловой энергии, а также задачи разнесения затрат.

ТЭЦ, эталонные котельные и электростанции расположены в разных точках тепловых, электрических и газовых сетей. Для целей корректного сравнения необходимо ввести поправочные коэффициенты, связанные с потерями энергии в сетях и стоимостью топлива для рассматриваемых ТЭЦ и эталонных котельной и электростанции.

Для повышения точности проводимых исследований в работе введены поправочные коэффициенты на потерю энергии при передаче от генератора до потребителя и коэффициент учитывающий стоимость топлива в зависимости от климатического региона.

Эталонные котельные размещены ближе к потребителю тепловой энергии, чем отопительные ТЭЦ. Следовательно, потери тепла на передачу у них ниже, чем у ТЭЦ.

Поправочный коэффициент, связанный с потерями тепловой энергии, может быть представлен следующим образом:

$$\Delta_{тэ} = \Delta_{тэ}^{\text{эталон}} / \Delta_{тэ}^* \quad (46)$$

где:

$\Delta_{тэ}^{\text{эталон}}$ - потери тепловой энергии при передаче от эталонной котельной до потребителя

$\Delta_{тэ}^*$ - потери тепловой энергии при передаче от ТЭЦ до потребителя

Величина коэффициента $\Delta_{тэ}$ меньше единицы.

Исторически ТЭЦ размещались в центрах тепловых и электрических нагрузок, поэтому расстояния до потребителей электрической энергии у них меньше, чем у эталонной электростанции. Следовательно, потери электроэнергии в сетях у ТЭЦ ниже, чем у эталонной электростанции. Выдача электрической энергии ТЭЦ осуществляется по электрическим сетям напряжением 35кВ, 110кВ и 220кВ, а также на генераторном напряжении 10кВ.

Поправочный коэффициент, связанный с потерями электрической энергии, может быть представлен следующим образом:

$$\Delta_{ээ} = \Delta_{ээ}^{\text{эталон}} / \Delta_{ээ}^* \quad (47)$$

где:

$\Delta_{ээ}^{\text{эталон}}$ - потери электрической энергии при передаче от эталонной электростанции до потребителя

$\Delta_{ээ}^*$ - потери электрической энергии при передаче от ТЭЦ до потребителя

Величина коэффициента $\Delta_{ээ}$ больше единицы.

Потребители природного газа подразделяются на группы в соответствии с годовым объёмом потребления. Для определения соответствия величины установленной тепловой мощности котельных и группы потребителей природного газа были выполнены расчёты с

использованием следующих допущений: КИУТМ котельной равен 30%; калорийность природного газа 8000 ккал/м³; УРУТ котельной составляет 155 кгут/Гкал. Результаты расчётов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Распределение величин установленной тепловой мощности, объемов потребления газа котельными по группам потребителей

Группа потребителей	Объём потребления газа	Мощность котельной
	млн. м ³ в год	Гкал/час
1-я	свыше 500	свыше 1400
2-я	свыше 100	свыше 280
3-я	от 10 до 100	от 28 до 280
4-я	от 1 до 10	от 2,8 до 28
5-я	от 0,1 до 1	от 0,3 до 2,8

ТЭЦ относятся к первой и второй группам, отопительные котельные в большинстве относятся к 3-4 группам потребителей природного газа. Ко второй группе могут относиться крупные котельные в городах с численностью населения более одного миллиона человек. В соответствии со схемой теплоснабжения Москвы 12 из 22 районных тепловых станций (РТС) имеют установленную мощность от 300 до 600 Гкал/час, и 10 РТС с установленной мощности от 90 до 240 Гкал/час. По фактическому потреблению природного газа за 2014 год только 2 из 22 РТС относятся ко второй группе, а 19 РТС к третьей группе. По фактическому потреблению природного газа за 2014 год 3 из 11 квартальных тепловых станций (КТС) относятся к третьей группе, 6 из 11 КТС к четвёртой группе, и 2 из 11 к пятой.

В таблице 2.4 представлены конечные цены на газ для потребителей 1-5 группы в различных субъектах Российской Федерации.

Таблица 2.4. Конечные цены на газ для потребителей 1-5 группы в различных субъектах Российской Федерации

Конечные цены на газ с 1 июля 2015 года (руб./1000 м ³) (без НДС)					
Субъект РФ	группа потребителей				
	1-я	2-я	3-я	4-я	5-я
Ленинградская область	4632	4643	4777	4935	4983
С-Петербург	4752	4766	4949	5195	5201

Псковская область	4575	4614	4790	4933	4994
Новгородская область	4463	4475	4551	4685	4695
Вологодская область	4178	4200	4311	4421	4474
Москва	4806	4830	4962	5216	5231
Московская область	4877	4895	5040	5231	5259

Источник: ФСТ России ОТЧЕТ о результатах деятельности в 2015 году и задачах на среднесрочную перспективу

Конкуренция ТЭЦ и котельных происходит в рамках одного субъекта РФ в зоне эффективного теплоснабжения ТЭЦ.

В таблице 2.5 представлены расчёты относительной стоимости природного газа для различных групп потребителей. Стоимость природного газа первой группы для каждого субъекта Российской Федерации была принята за сто процентов.

Таблица 2.5. Относительная стоимость природного газа для различных групп потребителей

Конечные цены на газ с 1 июля 2015 года , %					
Субъект РФ	группа потребителей				
	1-я	2-я	3-я	4-я	5-я
Ленинградская область	100%	100,24 %	103,13 %	106,54 %	107,58%
С-Петербург	100%	100,29 %	104,15 %	109,32 %	109,45%
Псковская область	100%	100,85 %	104,70 %	107,83 %	109,16%
Новгородская область	100%	100,27 %	101,97 %	104,97 %	105,20%
Вологодская область	100%	100,53 %	103,18 %	105,82 %	107,08%
Москва	100%	100,50 %	103,25 %	108,53 %	108,84%
Московское область	100%	100,37 %	103,34 %	107,26 %	107,83%

Таким образом, стоимость природного газа для второй группы превышает менее чем на 1% стоимость для первой группы, стоимость для третьей группы превышает на 3-4% стоимость для первой группы, стоимость для четвёртой превышает на 5-9% стоимость для первой группы.

Электростанции конкурируют не только с генерацией, размещённой на территории одного субъекта РФ, но и размещёнными в других регионах в рамках зоны свободного перетока оптового рынка электрической энергии и мощности (ЗСП). В таблице 2.6 представлены оптовые цены на газ для разных регионов.

Таблица 2.6. Оптовые цены на газ для разных регионов

Оптовые цены на газ и темпы прироста в 2014–2015 годах (руб./1000 м ³) (без НДС)		
Субъект РФ	оптовые цены для промышленности	
	с 1 июля 2014 года	с 1 июля 2015 года
Ленинградская область	3921	4215
С-Петербург	3921	4215
Псковская область	4014	4315
Новгородская область	3925	4219
Республика Коми	3194	3434
Москва	4065	4370
Московская область	4065	4370
Тверская область	3832	4119
Ярославская область	3745	4026
Вологодская область	3660	3935

Источник: ФСТ России ОТЧЕТЫ о результатах деятельности в 2014-2015 годах и задачах на среднесрочную перспективу

В таблице 2.7 представлены расчёты относительной оптовой стоимости природного газа для различных регионов. Стоимость природного газа для субъекта Российской Федерации с минимальной оптовой ценой была принята за сто процентов.

Таблица 2.7. Относительная оптовая стоимость природного газа для различных регионов

Оптовые цены на газ и темпы прироста в 2014–2015 годах (в % от цены газа для Республики Коми)		
Субъект РФ	оптовые цены для промышленности	
	с 1 июля 2014 года	с 1 июля 2015 года
Ленинградская область	122,76%	122,74%
С-Петербург	122,76%	122,74%

Псковская область	125,67%	125,66%
Новгородская область	122,89%	122,86%
Республика Коми	100,00%	100,00%
Москва	127,27%	127,26%
Московская область	127,27%	127,26%
Тверская область	119,97%	119,95%
Ярославская область	117,25%	117,24%
Вологодская область	114,59%	114,59%

Таким образом, оптовая цена природного газа в Москве и Московской области превышает на 27% цену в Республике Коми.

Поправочный коэффициент, связанный со стоимостью топлива, для сравнения с эталонной котельной может быть представлен следующим образом:

$$C_{тэ} = C_{тэ}^{\text{эталон}} / C_{тэ}^* \quad (48)$$

где:

$C_{тэ}^{\text{эталон}}$ - стоимость топлива эталонной котельной

$C_{тэ}^*$ - стоимость топлива ТЭЦ

Стоимость топлива для ТЭЦ меньше, чем у котельных, поэтому величина коэффициента $C_{тэ}$ больше единицы.

Поправочный коэффициент, связанный со стоимостью топлива, для сравнения с эталонной электростанцией может быть представлен следующим образом:

$$C_{ээ} = C_{ээ}^{\text{эталон}} / C_{ээ}^* \quad (49)$$

где:

$C_{ээ}^{\text{эталон}}$ - стоимость топлива эталонной электростанции

$C_{ээ}^*$ - стоимость топлива ТЭЦ

Стоимость топлива для ТЭЦ может быть больше, меньше или равна стоимости топлива эталонной электростанции, поэтому величина коэффициента $C_{ээ}$ может быть равна, либо больше или меньше единицы.

С учётом потерь при передаче тепловой энергии от генератора до потребителя (46) и стоимость топлива (48) неравенство (44) может быть записано следующим образом:

$$b_{тэ} \leq b^{эталон}_{тэ} \times \Delta_{тэ} \times C_{тэ} \quad (50)$$

Неравенство (45) с учётом потерь электроэнергии при передаче от генератора до потребителя (47) и стоимости топлива (49) может быть записано следующим образом:

$$b_{ээ} \leq b^{эталон}_{ээ} \times \Delta_{ээ} \times C_{ээ} \quad (51)$$

Таким образом, решение системы, состоящей из уравнения (43) и неравенств (50) и (51), позволяет ответить на вопрос о конкурентоспособности ТЭЦ.

Наличие решений (решения) данной системы, находящиеся в прямоугольнике “конкурентоспособности”, определяет приоритет ТЭЦ при принятии решений в рамках разработки схем тепло- и электроснабжения потребителей.

Ниже приведены примеры расчёта поправочных коэффициентов для двух вариантов.

В таблице 2.8 приведены исходные параметры для расчёта поправочных коэффициентов при размещении ТЭЦ в регионе с большей стоимостью природного газа, чем в регионе размещения эталонной электростанции. Предполагается, что эталонная котельная относится к третьей группе потребителей природного газа, а ТЭЦ и эталонная электростанция – к первой.

Таблица 2.8. Исходные параметры для расчёта поправочных коэффициентов

Параметры для расчёта	Эталонная котельная	ТЭЦ	Эталонная электростанция
Регион	С-Петербург	С-Петербург	Новгородская область
Группа потребителей природного газа	3-я	1-я	1-я
Стоимость природного	4949	4752	4463

газа			
Потери электроэнергии при передаче	-	3%	5%
Потери теплоэнергии при передаче	7%	15%	-

Выполнив деление, получим значения поправочных коэффициентов для данных исходных параметров:

$$\Delta_{тэ} = 0,93; \quad C_{тэ} = 1,04; \quad \Delta_{ээ} = 1,02; \quad C_{ээ} = 0,94.$$

С учётом поправочных коэффициентов, конкурентоспособность ТЭЦ, расположенной в С-Петербурге, по сравнению с наилучшими имеющимися технологиями обеспечивается при удельном расходе топлива на выработку тепла менее 150,47 кгут/Гкал, и удельном расходе топлива на выработку электрической энергии менее 235,53 гут/кВтч.

В таблице 2.9 приведены исходные параметры для расчёта поправочных коэффициентов при размещении ТЭЦ в регионе с меньшей стоимостью природного газа, чем в регионе размещения эталонной электростанции. Предполагается, что эталонная котельная относится к четвёртой группе потребителей природного газа, а ТЭЦ и эталонная электростанция – к первой.

Таблица 2.9. Исходные параметры для расчёта поправочных коэффициентов

Параметры для расчёта	Эталонная котельная	ТЭЦ	Эталонная электростанция
Регион	Вологодская область	Вологодская область	Ленинградская область
Группа потребителей природного газа	4-я	1-я	1-я
Стоимость природного газа	4421	4178	4632
Потери электроэнергии при передаче	-	3%	5%
Потери теплоэнергии при передаче	7%	12%	-

Выполнив деление, получим значения поправочных коэффициентов для данных исходных параметров:

$$\Delta_{тэ} = 0,96; \quad C_{тэ} = 1,06; \quad \Delta_{ээ} = 1,02; \quad C_{ээ} = 1,11.$$

С учётом поправочных коэффициентов, конкурентоспособность ТЭЦ, расположенной в Вологодской области, обеспечивается при удельном расходе топлива на выработку тепла менее 156,98 кгут/Гкал, и удельном расходе топлива на выработку электрической энергии менее 278,03 гут/кВтч.

Таким образом, поправочные коэффициенты оказывают существенное влияние на разнесение расхода условного топлива между выработкой электрической энергии и тепла.

Предложен подход разнесения расхода топлива ТЭЦ, учитывающий технические (технологические) особенности и режимы работы генерирующего оборудования, позволяющий определить наличие конкурентоспособности когенерации по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

Применение данного подхода позволит:

- определить экономически приемлемые режимы загрузки генерирующего оборудования ТЭЦ, при которых обеспечивается конкурентоспособность теплофикационной выработки на рынках электрической энергии и тепла.
- обоснованно принимать решения о целесообразности вывода из эксплуатации оборудования ТЭЦ и строительства новых электростанций и котельных.
- определять эффективную структуру генерирующих мощностей, учитывающую конкурентные преимущества когенерации, в том числе в рамках разработки Энергетической стратегии РФ, схем развития электроэнергетики и теплоэнергетики, а также программ модернизации.

Выполненные расчёты показали, что:

- для ТЭЦ с параметрами пара 90 ата конкурентоспособность по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для отдельной выработки тепловой и электрической энергии достигается при работе в режимах с КИТТ более 71%.

- для ТЭЦ с параметрами пара 130 ата конкурентоспособность по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для отдельной выработки тепловой и электрической энергии достигается при работе в режимах с КИТТ более 64%.

Разработанный подход, позволяет учитывать большинство существующих методик разнесения расхода топлива электростанции, работающей в режиме когенерации, между электрической энергией и теплом.

Выводы по Главе 2

1. Разработанные методические подходы позволяют выполнить расчёты по оптимизации структуры генерирующих мощностей в энергосистеме с учётом режимных и экономических требований.
2. Выполнен анализ сбалансированности энергосистемы. Выявлено, что ОЭС Урала и ОЭС Сибири обладают свободным регулировочным диапазоном, потребность в пиковой генерации превышает для ОЭС Северо-Запада – 2000 МВт, для ОЭС Центра - 5000 МВт и ОЭС Юга – 1000 МВт.
3. Регулировочный диапазон влияет на величину и место размещения базовой генерации на территории РФ. Наличие базовых потребителей улучшает электрические режимы работы генерирующего оборудования электростанций, увеличивают долю базовой генерации в энергосистеме.
4. Рост величины требуемого резерва электрической мощности в ЕЭС России приводит к снижению доли базовой генерации. Снижение горизонта прогнозирования снижает требования к величине резерва, увеличивает долю включённого генерирующего оборудования, работающего в базовой части суточного графика нагрузок в энергосистеме.

5. Полученные результаты использования методического подхода для анализа существующей структуры генерирующих мощностей полностью совпадают с фактическими режимами в ЕЭС России.
6. Методический подход по анализу конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической энергии и тепла и методический подход к определению соответствия структуры генерации структуре потребления внедрены в производственную деятельность НП «Энергоэффективный город» при разработке схем теплоснабжения городов и анализе эффективности ТЭЦ.

Глава 3. Разработка тепловой схемы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ

Проведённый в Главе 1 анализ показал, что продолжительность пуска, количество циклов пуска/останова зависит от установленной мощности газовых и паровых турбин. Чем меньше установленная мощность, тем выше скорость пуска/останова и тем больше разрешённое заводом–изготовителем количество циклов. Таким образом, генерирующее оборудование меньшей мощности обладает большей маневренностью.

Снижение электрической мощности генерирующего оборудования позволяет электростанции работать в режиме когенерации с коэффициентом использования тепла топлива более 80%.

Соотношение производства электрической и тепловой энергии для ПГУ-ТЭЦ, работающей в теплофикационном режиме с КПДэ/э 50% и КИТТ 85%, составляет порядка 1,4 МВтч/Гкал, а для ГТУ-ТЭЦ с КПДэ/э 35% и КИТТ 85% – порядка 0,7 МВтч/Гкал. Таким образом, при отпуске потребителю 1 Гкал тепла производство электрической энергии на ПГУ-ТЭЦ примерно в 2 раза больше, чем на ГТУ-ТЭЦ при сравнимых КИТТ. Учитывая избыток генерирующих мощностей в ЕЭС РФ, активное строительство атомных электростанций, ветростанций и электростанций, работающих на принципе утилизации твёрдых коммунальных отходов, дополнительная электрическая энергия, вырабатываемая в режиме когенерации, может быть не востребована потребителями [16]. Следовательно, большая выработка электрической энергии в режиме когенерации на ПГУ-ТЭЦ при равном отпуске тепловой энергии потребителям не является преимуществом ПГУ.

Выбор между ПГУ и ГТУ-ТЭЦ для пиковой тепловой электростанции определяется продолжительностью пусковых операций. Продолжительность пусковых операций, как уже было рассмотрено в Главе 1, для ПГУ малой мощности из горячего состояния составляет не менее 2 часов 30 минут, в то время как продолжительность пуска малых ГТУ не превышает 15 минут.

Значительный рост продолжительности пуска ПГУ в отличие от ГТУ, как это было представлено в Главе 1 [31,34], определяется контуром высокого давления парового котла-утилизатора и паровой турбины. С целью снижения продолжительности пусковых операций разрабатываемой пиковой электростанции предполагается отказаться при работе в основном режиме от паровой турбины и упростить конструкцию котла-утилизатора.

В данной Главе определяются требования к составу оборудования электростанции, удовлетворяющей требованиям работы в пиковых режимах (высокоманевренной) для покрытия неравномерности суточного графика потребления электрической энергии в энергосистеме.

С целью решения вопросов обеспечения надёжного и эффективного энергоснабжения потребителей разработана **пиковая электростанция, отвечающая следующим требованиям:**

Требования к режимам:

- регулировочный диапазон равен 100% (P_{\min} электростанции равен 0);
- количество циклов пуска/останова генерирующего оборудования не менее одного раза в сутки без влияния на межремонтный период;
- скорость пуска электростанции не более 5 минут;
- высокая топливная эффективность электростанции;
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты;
- работа по электрическому и тепловому графикам нагрузок.

Требования к обеспечению надёжности:

- автономный запуск на резервном топливе;
- автономное теплоснабжение потребителей (при отключении внешнего электроснабжения);
- обеспечение электроэнергией собственных нужд;

Общие требования

- серийность производства;
- востребованность (конкурентоспособность) станции в энергетике РФ;
- локализация производства более 90% на территории РФ.

Высокоманевренная (пиковая) тепловая электростанция (ТЭС), обеспечивающая эффективную работу одновременно в пиковом (полупиковом) режиме по электрическому графику с ежедневными пусками/остановами, и базовом режиме по тепловому графику нагрузок потребления, удовлетворяющая определённым требованиям, состоит из двух автономно работающих блоков:

- ГТУ-ТЭЦ малой мощности;
- Котельной с паровой машиной малой мощности, для покрытия собственных электрических нужд электростанции (ПК-ПМ).

3.1. Выбор основного оборудования высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ

ГТУ-ТЭЦ малой мощности

ГТУ-ТЭЦ малой мощности включает газотурбинную установку и котёл-утилизатор. Технические (технологические) характеристики оборудования должны обеспечивать режимы работы ГТУ-ТЭЦ с ежедневными пусками/остановами.

Газовая турбина

Проведённый анализ газовых турбин и паровых машин показал, что в Российской Федерации серийно выпускаются газовые турбины электрической мощностью до 25 МВт, соответствующие требованиям, предъявляемым к маневренной теплоэлектростанции. В СиПР ЕЭС России включаются электростанции с электрической мощностью не менее 5 МВт. Таким образом, для маневренной теплоэлектростанции рассматриваются газовые турбины с мощностью от 5 МВт до 25 МВт.

Для маневренной (пиковой) электростанции могут быть рассмотрены газовые турбины производства АО «Пермские моторы» установленной мощностью 16МВт [166,167] и 25МВт [168] , АО «Сатурн» - 10МВт,

компании «Турбомах» - 10МВт и 15 МВт [176] (в случае локализации их производства на территории РФ).

На рисунке 3.1 представлены значения электрического КПД газовых турбин Титан-130, ГТЭ-16ПА, Марс-100, Сатурн-10 при температуре наружного воздуха 0°C.

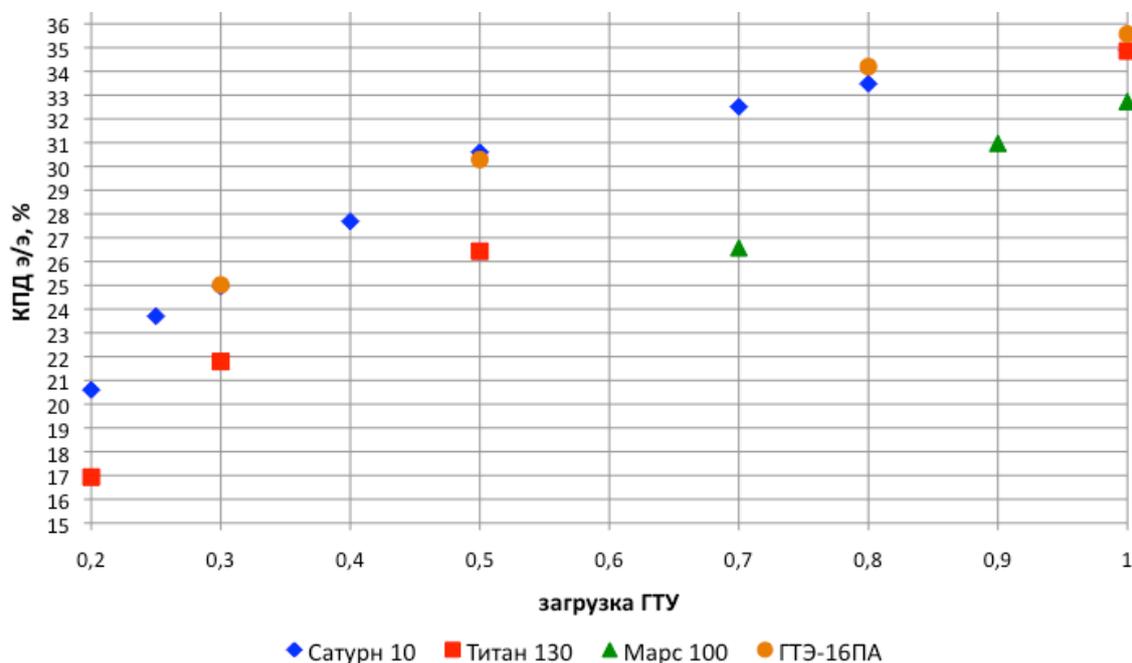


Рисунок 3.1. Электрический КПД газовых турбин.

Газовые турбины российского производства характеризуются более высоким электрическим КПД во всём диапазоне нагрузок, по сравнению с ГТУ производства компании Турбомах. Снижение КПД Титан-130 и Марс-100 является платой за лучшие экологические показатели по выбросам NOx и CO [117,118].

На рисунке 3.2 представлены значения температуры выхлопных газов газовых турбин Титан-130, ГТЭ-16ПА, Марс-100, Сатурн-10 при температуре наружного воздуха 0°C.

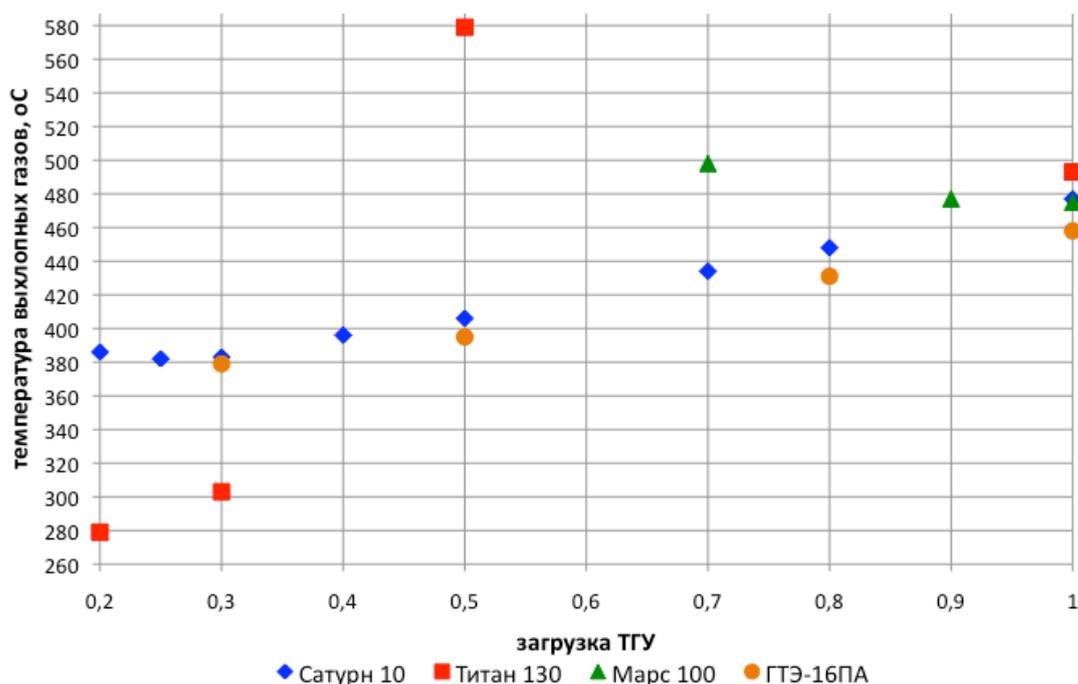


Рисунок 3.2. Температура выхлопных газов газовых турбин.

Температура выхлопных газов Титан-130 при снижении электрической нагрузки растёт с 500°С до 580°С при нагрузке 50%. При отключении системы подавления выбросов NOx наблюдается резкое падение температуры выхлопных газов до 350°С. Скачок температуры превышает 200°С. Аналогичным образом характеризуется зависимость температуры выхлопных газов Марс 100 от электрической нагрузки. Более высокие температуры выхлопных газов на частичных нагрузках Титан-130 и Марс-100 накладывают дополнительные требования к котлу –утилизатору.

На рисунке 3.3 представлены значения электрического КПД ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

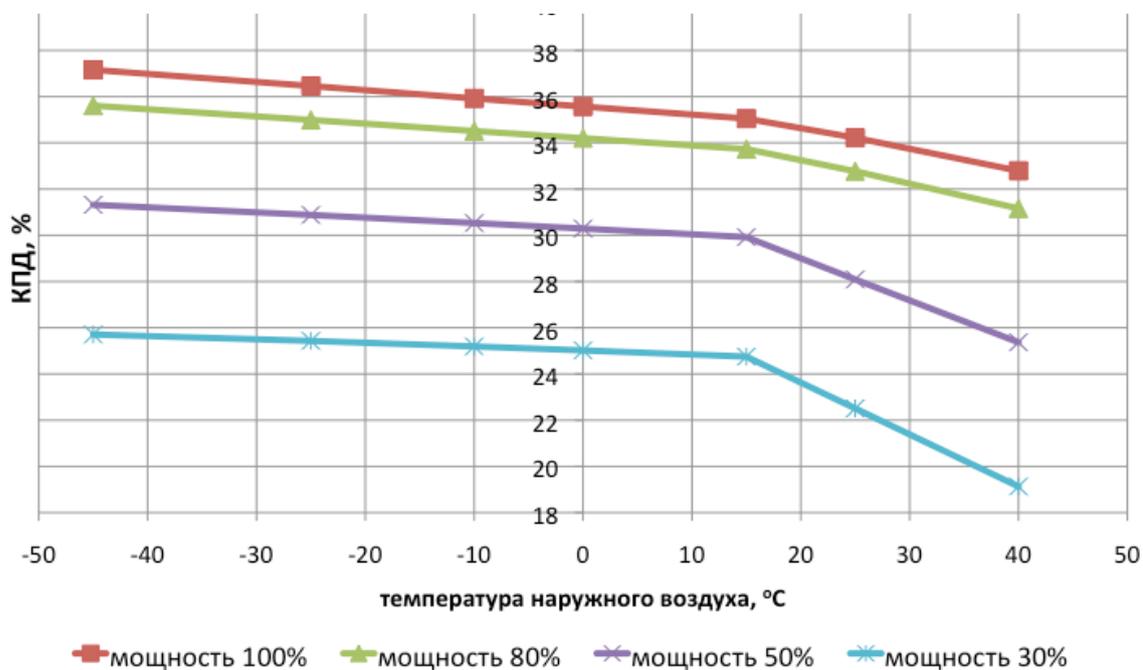


Рисунок 3.3. Электрический КПД ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

На рисунке 3.4 представлены значения температуры выхлопных газов ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

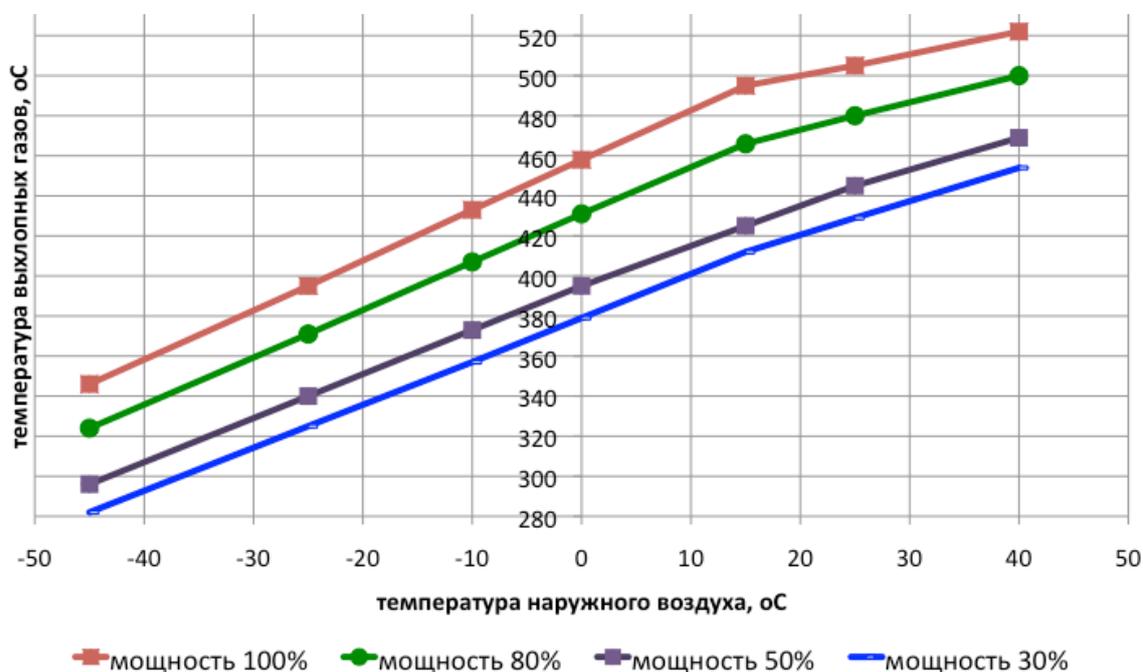


Рисунок 3.4. Температура выхлопных газов ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

Температура выхлопных газов падает с 500°С при температуре наружного воздуха +15°С, до 460°С при температуре 0°С и до 430°С при температуре -10°С. Снижение температуры выхлопных газов с 500°С до 470°С наблюдается и при снижении электрической нагрузки со 100% до 80%. При нагрузке 50% и температуре +15°С температура выхлопных газов снижается до 420°С. Таким образом, использование ГТЭ-16ПА в схемах ПГУ не представляется возможным без использования котлов-утилизаторов с дожигом.

На рисунке 3.5 представлены значения располагаемой тепловой мощности ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

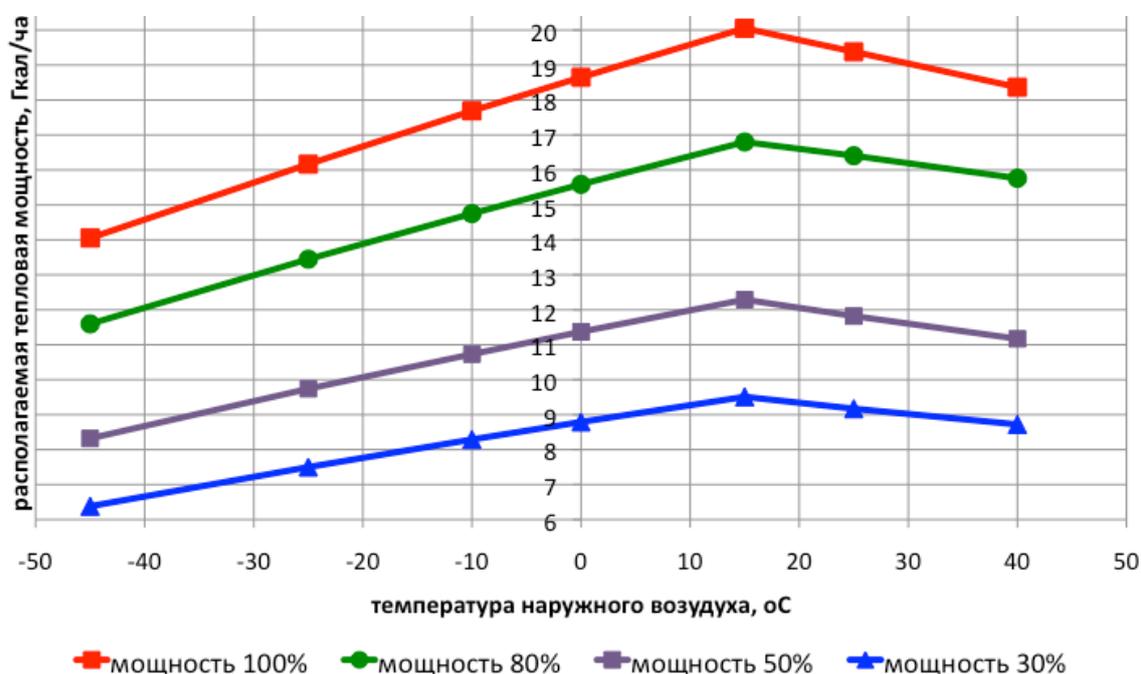


Рисунок 3.5. Располагаемая тепловая мощность ГТЭ-16ПА в зависимости от температуры наружного воздуха и электрической нагрузки.

Максимум располагаемой тепловой мощности ГТЭ-16ПА достигается при температуре наружного воздуха +15°С. При снижении температуры уменьшается располагаемая тепловая мощность с 20 Гкал/час при T=+15°С до 17,8 Гкал/час при T= -10°С.

Котёл-утилизатор

Режим работы котла-утилизатора предполагает ежедневные пуски/остановы. Характеристики маневренности ГТУ-ТЭЦ в значительной степени определяются характеристиками маневренности котла-утилизатора.

Для маневренной тепловой электростанции предполагается использование водогрейного, водотрубного, прямоточного, газоплотного котла-утилизатора (КУВ) без использования системы дожига.

Отсутствие системы дожига снимает повышенные требования к жаростойкости материалов внутренних поверхностей КУВ, а также дополнительные требования к вентилированию. Конструкция котла допускает работу ГТУ через опорожненный котёл (на сухую).

Осуществление пуска КУВ по «сухому» может быть обеспечено за счёт использования байпаса и/или жаростойких сталей для изготовления теплообменных аппаратов и внутренней поверхности котла.

Для температуры выхлопных газов ГТУ около 500°C возможно использование жаростойких сплавов с относительно низкой стоимостью.

Для увеличения скорости пуска/останова и изменения нагрузки КУВ предполагается использование элементов с минимальной толщиной стенок. В [177] для внутренних поверхностей КУВ:

- внутренние части щитов входного газохода от ГТУ, а также газового короба от котла до дымовой трубы выполнены из листа стали 08X13 толщиной 1,5 мм. Сплав применяется для изготовления деталей, работающих при температурах до +580°C. Максимальная температура эксплуатации в течение ограниченного времени до + 650°C;
- металлическая часть компенсатора на входе газохода изготовлена из стали 12X1МФ. Применяется при изготовлении деталей, работающих при температуре 540-580°C. Для компенсации температурных расширений в КУВ могут быть установлены компенсаторы с гибкими неметаллическими элементами;

Конструктивными особенностями КУВ [177] является использование байпаса и стали 20 в качестве материала пакета змеевиков. Планируется отказаться от использования байпаса и использовать сталь 08Х13 для пакета змеевиков:

- конвекционный газоход представляет собой участок газового тракта котла, где располагаются поверхности нагрева. Поверхности нагрева представляют собой пакеты змеевиков. Для изготовления змеевиков могут быть использованы трубы 32х3 с толщиной стенки 3 мм, изготовленные из стали 08Х13.

С одной стороны, более высокая стоимость жаростойких сплавов приводит к удорожанию пакета змеевиков более чем в два раза по сравнению с использованием стали 20. При этом рост стоимости пакетов змеевиков при изготовлении КУ мощностью 20 Гкал/час не превышает 5 млн рублей, что составляет менее 1% стоимости строительства электростанции аналогичной электрической мощности, работающей в базовой части суточного графика нагрузок.

С другой стороны, отказ от применения байпаса приводит к снижению стоимости КУ из-за меньшего расхода материала и запорной арматуры на изготовление. Стоимость байпаса может достигать 50 процентов от стоимости котла-утилизатора. Снижение стоимости КУВ мощностью 20 Гкал/час из-за отказа от использования байпаса превысит 10 млн рублей.

Таким образом, применение жаростойких сплавов для маневренных тепловых электростанций может рассматриваться как приоритетный вариант по сравнению с использованием байпаса.

КУВ для маневренной тепловой электростанции могут серийно выпускаться на отечественных предприятиях: ЗАО «Энергомаш (Белгород) – БЗЭМ» и ЗИОМАР.

Котельная с паровой машиной малой мощности, для покрытия собственных электрических нужд электростанции (ПК-ПМ).

Котельная с паровой машиной малой мощности включает паровые и водогрейные котлы, паровые машины. Технические (технологические) характеристики оборудования должны обеспечивать режимы работы котельной с ежедневными пусками/остановами.

Паровая машина малой мощности

В часы ночного минимума потребления электрической энергии отсутствует потребность в дополнительных объемах электрической мощности в ЕЭС России. Таким образом, отсутствует требование к высокому электрическому КПД паровых машин малой мощности. Основными требованиями являются маневренность паровой машины и высокий коэффициент использования тепла топлива (КИТТ). Целесообразно, чтобы располагаемая электрическая мощность малых паровых турбин соответствовала потреблению маневренной электростанции на собственные и производственные нужды, а также на пусковые операции ГТУ.

Учитывая, что потребление электрической мощности на пусковые операции ГТУ мощностью 10-15 МВт не превышает 300кВт в течение нескольких минут, а потребление котельных, включая сетевые насосы, не превышает 500кВт, целесообразно рассматривать малые паровые противодавленческие машины с единичной установленной мощностью от 100кВт до 600кВт.

В Российской Федерации выпускаются паровые машины малой мощности разного типа: паровые турбины, винтовые машины, тороидальные машины.

Наилучшими массогабаритными характеристиками обладают паровые винтовые машины (ПВМ). Металлоёмкость ПВМ более чем в два раза ниже, чем у паровой турбины одинаковой электрической мощности.

ПВМ малой мощности обладают хорошей маневренностью [178], способны работать на паре низких параметров (влажном паре).

Преимуществом ПВМ является низкие требования (неприхотливость) к влажности пара. Опыт эксплуатации показал, что ПВМ успешно запускается и работает на смеси влажного пара и воды. В результате вращения роторов влага отбрасывается к стенкам и становится дополнительным уплотнением, повышая эффективность проточной части. В таблице 3.1 представлены технические характеристики ПВМ-250.

Таблица 3.1. Технические характеристики ПВМ-250.

Наименование	ПВМ-250
Максимальная электрическая мощность, кВт	250
Рабочая среда	Водяной пар
Параметры пара:	
Давление на входе, МПа (абс.)	0,8-1,4
Температура пара на входе, °С	194
Давление на выходе, МПа (абс.)	0,2-0,6
Расход пара, т/ч	4-10
Габариты, ДхШхВ, мм	1400x750x1200
Масса агрегата (с рамой)	2,5 т
Ресурс назначенный, лет	25
Ресурс назначенный до заводского ремонта, часов	30 000
Диапазон регулирования мощности, %	10-100

В настоящее время ряд отечественных предприятий имеют опыт производства ПВМ. Серийное производство может быть размещено на предприятиях, в том числе: специализирующихся на выпуске винтовых компрессоров.

Малогабаритная котельная установка

Требования к высокой маневренности распространяются на паровой котёл. Хорошей маневренностью обладает малогабаритный цилиндрический паровой котел (МЦП).

МЦП предназначен для выработки насыщенного водяного пара с абсолютным давлением 14 атмосфер. Мощностной ряд МЦП от 1 до 20 Гкал/час сертифицирован в соответствии с требованиями Таможенного Союза. Установки МЦП в несколько раз легче и компактнее котлов традиционной конструкции. КПД установок МЦП составляет 95% без

дополнительного экономайзера. Расход электроэнергии на собственные нужды существенно снижен за счет исключения электропривода воздушного нагнетателя.

Из-за малой тепловой инерции МЦП за счет низкой металлоемкости котла время от момента запуска установки до выхода на номинальный режим с учётом вентилирования газового тракта составляет менее 10 минут. Многолетний опыт эксплуатации МЦП 4-13 показал способность выходить на рабочий режим из холодного состояния за 3-5 минут. Конструкция котла позволяет осуществлять ежедневные пуски/остановы.

Благодаря малому объёму воды МЦП мгновенно реагирует на изменение задаваемого расхода пара. В котле полное испарение воды происходит за время однократного прохождения воды через испарительную поверхность нагрева. В отличие от жаротрубных паровых котлов прямоточные котлы не имеют потерь на поддержание готовности пара при продолжительном простое.

Серийный выпуск МЦП может быть осуществлён на ряде отечественных предприятий. Опыт производства МЦП обладает ЗИОМАР.

Пуск автономной газотурбинной установки

Малое время пуска автономной газотурбинной установки из холодного состояния определяется малой мощностью газовой турбины, простотой конструкции водогрейного КУ (отсутствием толстостенных узлов, парового контура, систем дожига), способностью КУ работать по «сухому».

В таблице 3.2 на основании данных заводов-изготовителей представлена информация о количестве и продолжительности пусков/остановов.

Таблица 3.2. Количество и продолжительность пусков/остановов.

Газовые турбины	№ э/э	Кол-во пусков в год	Кол-во пусков до кап. ремонта	Время пуска из холодного состояния
------------------------	--------------	----------------------------	--------------------------------------	---

Titan 130	15	300-350	1200	600 сек*
ГТД-10РМЭ	10	425-450	1700	600 сек*

* - включая время вентилирования газового тракта.

Генерирующее оборудование со временем пуска не более 300 секунд относится к вращающемуся резерву [179]. Снижение времени пуска ГТУ-ТЭЦ до 300 секунд может быть достигнуто за счёт изменения подходов к вентилированию газового тракта. В соответствии с требованиями правил технической эксплуатации вентилирование газового тракта осуществляется перед пуском газовой турбины, что автоматически увеличивает продолжительность пусковых операций. Использование непрерывной вентиляции газового тракта позволит существенно снизить требуемое время пусковых операций до 300 секунд. При данном подходе газовая турбина остановлена, топливо не потребляется. Дополнительный расход электрической мощности на работу вентилятора для непрерывной вентиляции газового тракта не превысит 3 кВт. Отказ от котлов-утилизаторов с системами дожига также позволяет экономить время на вентилирование газового тракта

К преимуществу газотурбинных двигателей российского производства относится большее разрешённое количество пусков/остановов в год и меньшая температура выхлопа, а к недостаткам – худшие экологические показатели.

Расход топлива ГТД-10РМЭ по данным завода-изготовителя при работе на холостом ходу составляет 400 кг/ч, а суммарный массовый расход топливного газа от момента подачи топлива до выхода ГТД на режим холостого хода не превышает 10 кг. Расход топлива при работе ГТД-10РМЭ на холостом ходу в течение часа в 40 раз больше, чем при пуске из холодного состояния до режима холостого хода.

Расход топлива на пуск энергоблоков на базе газовых и паровых турбин представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Расход топлива на пуск энергоблоков.

Тип оборудования	Время простоя	Расход топлива	
		тут	кгут/МВт
К-160-130 *	8-10 часов	30	188
К-200-130 *	8-10 часов	45	225
К-300-240 *	8-10 часов	70	233
Alstom GT 13D2 (100 МВт) **		11,2	112
Alstom GT 11N2 (113 МВт) **		12,2	107
GE 9151E (113 МВт) **		12,4	109
Siemens SGT52000 EV942 (157 МВт) **		16,2	103
* - [101]; ** - [62]			

Удельный расход топлива на пуск 1МВт электрической мощности газовых турбин малой мощности составляет около 25-30 кгут/МВт, что в 6-8 раз меньше по сравнению с конденсационными турбинами.

3.2. Принципиальная схема пиковой электростанции

Принципиальная схема пиковой электростанции представлена на рисунке 3.6.

Тепловая электростанция [180-182] содержит паротурбинную установку 1 и газотурбинную установку 2, подключённые к общей системе автоматического регулирования 11.

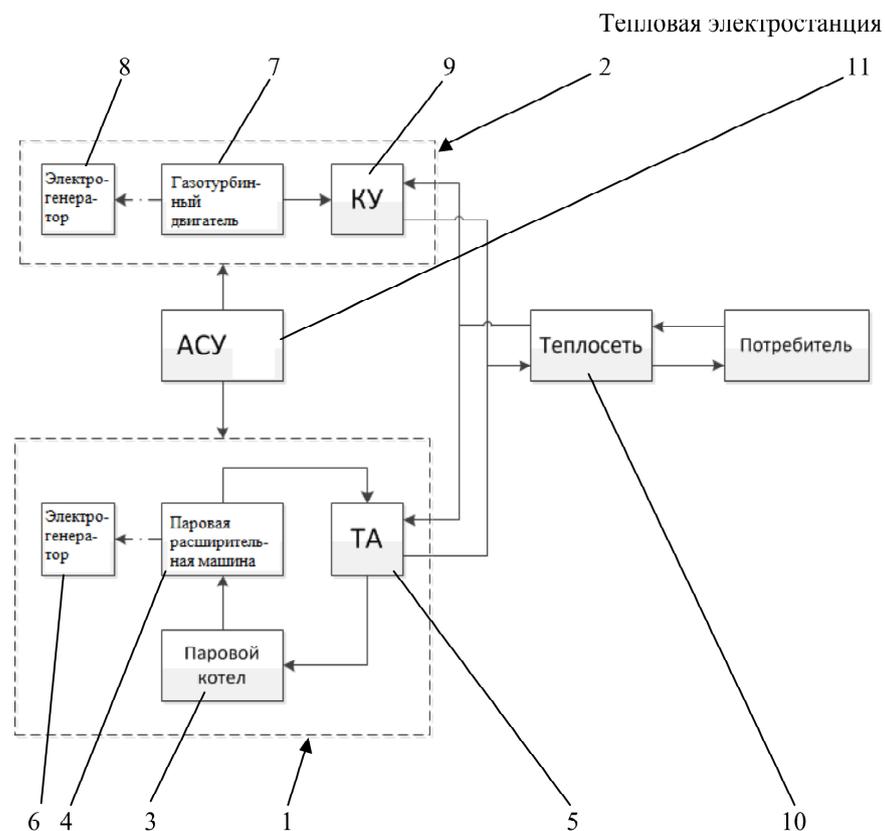


Рисунок 3.6. Принципиальная схема пиковой электростанции.

1) паротурбинная установка 2) газотурбинная установка 3) паровой котел 4) паровая расширительная машина 5) теплообменный аппарат 6) электрогенератор 7) газотурбинный двигатель 8) электрогенератор 9) котел-утилизатор 10) теплосеть 11) система автоматического регулирования (АСУ).

Газотурбинная установка 2 включает газотурбинный двигатель 7 и водогрейный котел-утилизатор 9. Блок ГТ-КУ предназначен для выработки электрической и тепловой энергии для внешних потребителей. Электрический КПД ГТ больше 35%. КИТТ – 85%. В режиме когенерации при разнесении расхода топлива в соответствии с методическим подходом, представленным в Главе 2, на выработку тепла с УРУТ т/э равным 142,8 кгут/Гкал, УРУТ э/э производства электрической энергией составит около 193 гут/кВтч.

Паротурбинная установка 1 включает паровой котел 3, паровую расширительную машину 4, теплообменный аппарат 5 для отвода тепла [183,184]. Блок ПК-ПМ предназначен для выработки тепловой энергии для внешних потребителей и электроэнергии для собственных нужд электростанции. КИТТ – 90%.

Теплообменный аппарат 5 для отвода тепла и котел-утилизатор 9 параллельно и непосредственно подключены к теплосети 10. Электрогенераторы 6 и 8 обеих установок 1 и 2 подключены к общей электросети потребителя с возможностью подачи электроэнергии на собственные нужды автономной паротурбинной установки 1 или автономной газотурбинной установки 2 при отключении одной из них.

Паротурбинная установка может включать дополнительно водогрейные и паровые котлы. Суммарная тепловая мощность всех паровых и водогрейных котлов паротурбинной установки должна равняться или превышать тепловую мощность КУ газотурбинной установки.

Режимы работы

Режим работы маневренной тепловой электростанции определяется графиками потребления тепловой и электрической энергии, которые в свою очередь различаются для отопительного и неотопительного периодов (сезонный фактор).

Неравномерность суточного графика потребления электрической и тепловой энергии отличается для рабочих и выходных дней с учётом сезонного фактора.

Дополнительной особенностью режимов работы маневренной электростанции является возможность работы как синхронно с ЕЭС РФ, так и в «островном» режиме.

Варианты режимов работы маневренной тепловой электростанции представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Режимы работы маневренной ГТУ-ТЭЦ

Режим	Период	Тип суток
Синхронно с ЕЭС РФ	Отопительный период	Рабочий день
		Выходной день
	Неотопительный период	Рабочий день
		Выходной день
Изолированно от ЕЭС РФ, «Островной»	Отопительный период	Рабочий день
		Выходной день
	Неотопительный	Рабочий день

режим	период	Выходной день
-------	--------	---------------

Потребление тепловой энергии в большей степени зависит от температуры окружающего воздуха. Разница потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения в рабочий и выходной день минимальна.

График потребления электрической энергии существенно отличается для рабочего и выходного дня.

Таким образом, учитывая малость единичной мощности маневренной электростанции по сравнению с электрической мощностью в ЕЭС РФ, тип суток будет оказывать существенное влияние на режим работы ТЭС только для «островного» режима работы электростанции.

Отопительный и неотопительный период значительно отличаются объёмами потребления тепловой энергии. Сбыт тепловой энергии потребителю ограничен радиусом эффективного теплоснабжения, который обычно не превышает нескольких километров. Таким образом, сезонный фактор существенно влияет на режимы работы маневренной электростанции.

Основной задачей маневренной электростанции является предоставление регулировочного диапазона в ЕЭС РФ. Таким образом, работа маневренной электростанции в «островном» режиме рассматривается исключительно для аварийных ситуаций в энергосистеме.

3.3. Тепловая схема высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ

Важным условием эффективной работы ГТУ-ТЭЦ в маневренном (пиковом) режиме является правильная привязка станции в схему теплоснабжения. Разработаны тепловые схемы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ на базе газовых турбин Титан-130 и ГТЭ-16ПА для схем централизованного теплоснабжения с температурными графиками 150°C/70°C и 110°C/70°C.

3.4. Выводы по Главе 3:

1. Разработаны принципиальная тепловая и расчётная схемы высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ. Предложенная схема высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ позволяет работать электростанции в пиковом и полупиковом режимах с возможностью ежедневных пусков/остановов.
2. Сформулированы требования к основному оборудованию ГТУ-ТЭЦ. Характеристики маневренности ГТУ-ТЭЦ определяются параметрами газовой турбины и конструкцией водогрейного котла-утилизатора: количество пусков от 300 в год без изменения межремонтного периода; время пуска до 600 секунд (быстрый пуск до 300 секунд); расход топлива на пуск менее 30 кгут/МВт; регулировочный диапазон 100% располагаемой мощности; КИТТ 80-90% в зависимости от режима и типа ГТУ. Возможность организовать серийное производство со 100% локализацией производства на территории Российской Федерации.
3. Прохождение ночных провалов при отсутствии нагрузки на ГТУ осуществляются за счёт отключения ГТУ и использования специального оборудования входящего в соответственные схемы, а именно: наличие малогабаритного цилиндрического котла и паровой расширительной машины. КИТТ тепловой схемы в ночном режиме превышает 90%.

Глава 4. Исследование режимов работы высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ

В главе 3 были описаны режимы работы маневренной тепловой электростанции для отопительного и неотапительного периодов. Для проведения оценки эффективности работы используется расчётная тепловая схема высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, выполненная в программе Thermoflow.

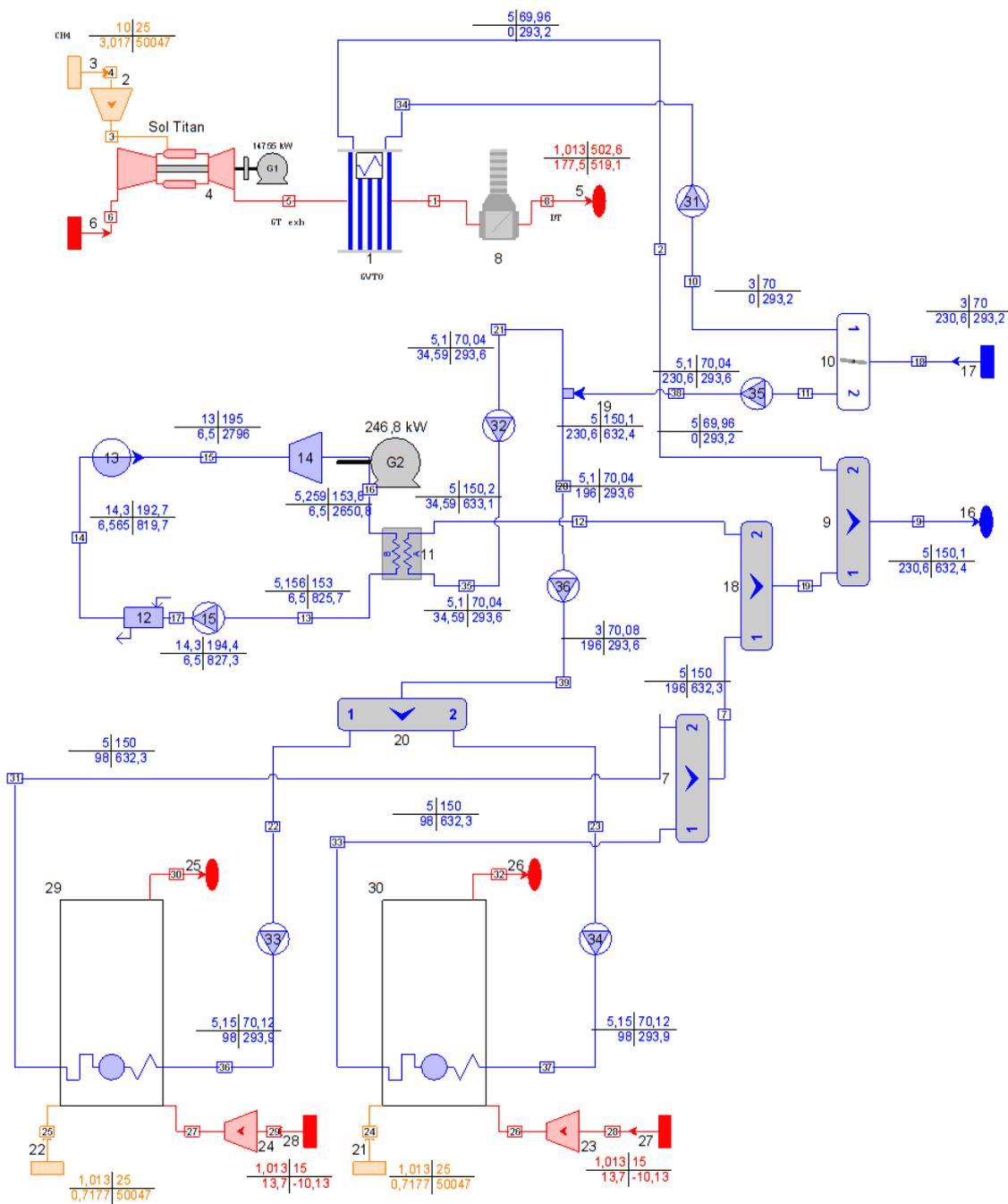
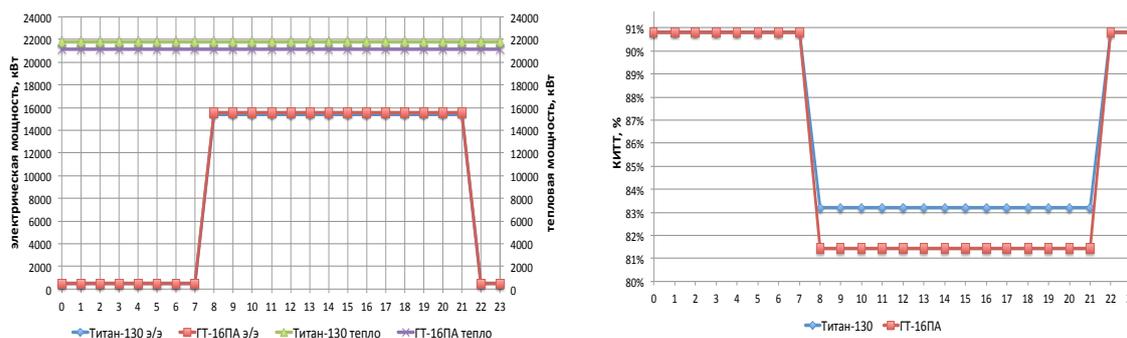


Рисунок 4.1. Расчётная тепловая схема высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ с ГТУ Титан-130 и температурным графиком теплосети 150°С/70°С в среде Thermoflow.

На рисунке 4.1 представлена расчётная тепловая схема высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ с привязкой к системе централизованного теплоснабжения с температурным графиком 150°С/70°С.

4.1. Режимы работы в отопительный период

Режим работы маневренной электростанции в часы суточного максимума потребления электрической энергии в отопительный период предполагает работу газотурбинной установки в режиме когенерации на полную располагаемую электрическую мощность. Энергия выхлопных газов утилизируется в водогрейном котле-утилизаторе и поставляется потребителю. Паровые и водогрейные котлы паротурбинной установки отключены.



А. Суточный график выработки электрической и тепловой энергии

Б. Коэффициент использования тепла топлива в течение суток

Рисунок 4.2. Режим работы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в отопительный период

Показатели отпуска электрической энергии и тепла маневренной ГТУ-ТЭЦ при температуре наружного воздуха -3,6°С для обоих вариантов газовыми турбинами Титан-130 и ГТЭ-16ПА практически равны. КИТТ

ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины Титан-130 примерно на 2% выше, чем для варианта с ГТЭ-16ПА.

Режим работы маневренной электростанции в часы суточного минимума потребления электрической энергии в отопительный период предполагает останов газотурбинной установки. Теплоснабжение потребителей осуществляется тепловой энергией, отпускаемой с отборов паровой противодавленческой машины и водогрейными котлами паротурбинной установки.

Производство электрической энергии осуществляется паровой противодавленческой машиной в объёме собственных нужд электростанции.

В часы суточного минимума потребления электрической энергии отношение отпускаемой потребителям тепловой энергии к электрической энергии, потребляемой на собственные нужды электростанции, значительно превышает 20 раз. Таким образом, ввиду неостребованности электрической энергии отсутствует необходимость в высоком электрическом КПД паровой противодавленческой машины для производства электрической энергии на собственные нужды электростанции. Использование противодавленческой паровой машины позволяет повысить коэффициент использования тепла топлива в виду отсутствия конденсатора.

При росте потребления электрической энергии в энергосистеме по согласованному с системным оператором графику происходит включение основного генерирующего оборудование газотурбинной установки и отключение паровых и водогрейных котлов паротурбинной установки.

При снижении потребления электрической энергии в энергосистеме по согласованному с системным оператором графику происходит отключение основного генерирующего оборудования газотурбинной установки и пуск паровых и водогрейных котлов, паровой противодавленческой машины паротурбинной установки.

Пуски/остановы генерирующего оборудования приводят к снижению стоимости электроэнергии на ОРЭМ [174].

Таким образом, требования к пиковому режиму работы генерирующего оборудования распространяются и на паровые и водогрейные котлы и паровые машины малой мощности.

Результаты расчётов топливной эффективности работы маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, выполненные с использованием специализированной программы Thermoflow , представлены в таблицах 4.1 и 4.3 для ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ Титан-130 и таблицах 4.2 и 4.4 на базе ГТУ-16.

Таблица 4.1. Результаты расчета ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ Титан-130 при максимальной тепловой нагрузке

№	Параметр	Температура наружного воздуха			
		Основной режим ГТУ-КУВ	-30	-3,6	15
1	Электрическая мощность ГТУ (брутто), кВт	18092	15857	14762	13195
2	Электрическая мощность ГТУ (нетто), кВт	17580	15379	14302	12756
3	Тепловая мощность ГТУ-КУВ, кВт	22591	21788	17258	17376
4	Расход топлива ГТУ в основном режиме, т/ч	3,566	3,212	2,442	2,293
5	Расход топлива с отключенной ГТУ (ПК), т/ч	0,7947	0,656	0,647	0,644
6	Температура на выходе ГТУ, °С	482	492	502	517,9
7	Температура воды на входе в КУВ, °С	70	48	40	40
8	Температура воды на выходе из КУВ, °С	150	94	74	74
9	Температура газов на выходе из КУВ, °С	100	100	100	100
10	КПД электрический (пропорц. метод), %	58,24	58,81	56,85	57,08
11	КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ, %	79,12	83,20	82,27	84,34
12	КИТТ с отключенной ГТУ, %	90,75	90,8	90,7	90,53

КИТТ газотурбинной установки маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в часы суточного максимума составляет около 79% при температуре

наружного воздуха -30°C и около 83% при температуре наружного воздуха $-3,6^{\circ}\text{C}$. Расчёты в таблице 29 выполнены для случая, когда при температуре наружного воздуха выше $+8^{\circ}\text{C}$ маневренная ГТУ-ТЭЦ покрывает максимум тепловой нагрузки.

КИТТ паротурбинной установки, покрывающей собственные нужды маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, составляет около 90% во всём диапазоне температур наружного воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4.2. Результаты расчета ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ-16 при максимальной тепловой нагрузки

№	Параметр	Температура наружного воздуха			
		-30	-3,6	15	30
	Основной режим ГТУ-КУВ				
1	Электрическая мощность ГТУ (брутто), кВт	16000	16000	16000	13859
2	Электрическая мощность ГТУ (нетто), кВт	15562	15558	15555	13459
3	Тепловая мощность ГТУ-КУВ, кВт	18449	21145	23742	21918
4	Расход топлива ГТУ в основном режиме, т/ч	3,154	3,242	3,312	2,922
5	Расход топлива с отключенной ГТУ (ПК), т/ч	0,7947	0,656	0,647	0,644
6	Температура на выходе ГТУ, $^{\circ}\text{C}$	383	441	495	522
7	Температура воды на входе в КУВ, $^{\circ}\text{C}$	70	48	40	40
8	Температура воды на выходе из КУВ, $^{\circ}\text{C}$	150	94	74	74
9	Температура газов на выходе из КУВ, $^{\circ}\text{C}$	100	100	100	100
10	КПД электрический (пропорц. метод), %	56,53	57,97	59,46	60,1
11	КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ, %	77,57	81,43	85,20	87,08
12	КИТТ с отключенной ГТУ, %	90,75	90,8	90,7	90,53

КИТТ газотурбинной установки маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в часы суточного максимума составляет около 78% при температуре наружного воздуха -30°C и около 81% при температуре наружного воздуха -

3,6°C. Расчёты в таблице 30 выполнены для случая, когда при температуре наружного воздуха выше +8°C маневренная ГТУ-ТЭЦ покрывает максимум тепловой нагрузки.

КИТТ паротурбинной установки, покрывающей собственные нужды маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, составляет около 90% во всём диапазоне температур наружного воздуха от -30°C до +30°C.

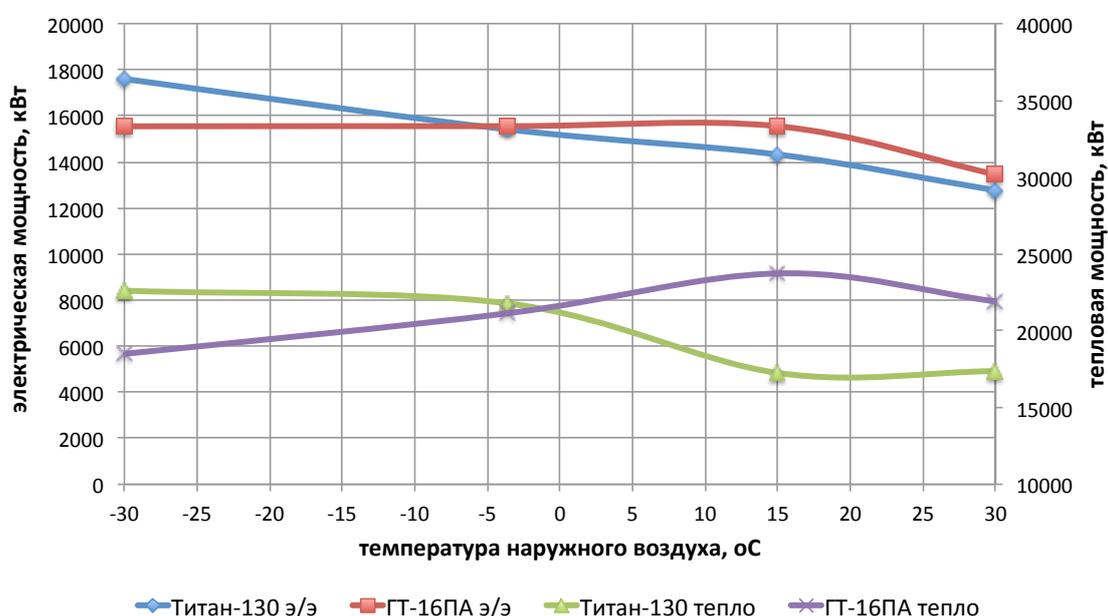


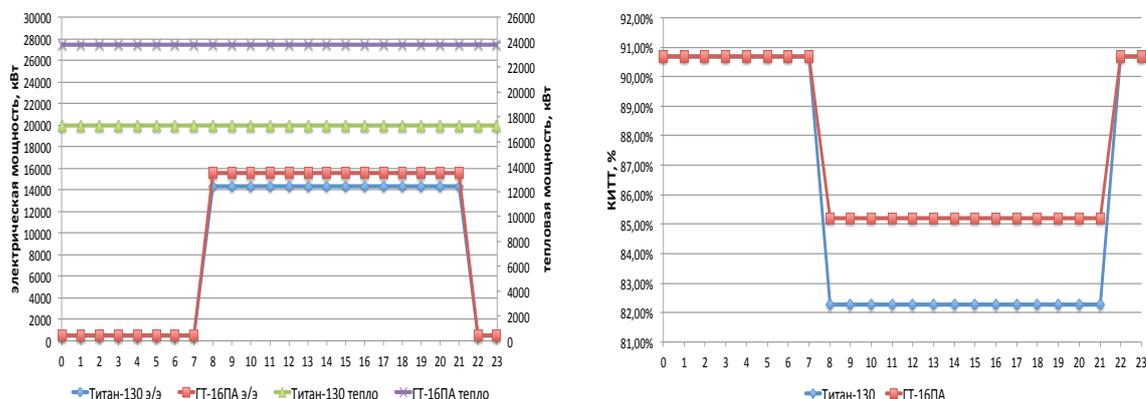
Рисунок 4.3. Электрическая и тепловая мощность высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ.

Сравнение показателей эффективности маневренной ГТУ-ТЭЦ показывает, что при температурах наружного воздуха выше 0°C выработка электрической энергии и тепла варианта с газовой турбиной ГТЭ-16ПА выше, чем у варианта с газовой турбиной Титан-130. При температурах ниже -5°C ГТУ-ТЭЦ с газовой турбиной Титан-130 производит электрической энергии и тепла больше, чем вариант с ГТЭ-16ПА.

4.2. Режимы работы в неотапительный период

Режимы работы маневренной электростанции в часы суточного максимума потребления электрической энергии в неотапительный период в зависимости от объема отпуска тепловой энергии (ГВС) предполагает три варианта работы газотурбинной установки.

В случае, когда объём отпуска тепловой энергии потребителям в неотапительный период (ГВС) соответствует тепловой мощности газотурбинной установки, то режимы работы маневренной электростанции не отличаются от режимов работы в отопительный период.



А. Суточный график выработки электрической и тепловой энергии
 Б. Коэффициент использования тепла топлива в течение суток

Рисунок 4.4. Режим работы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в неотапительный период (без ограничений по теплу)

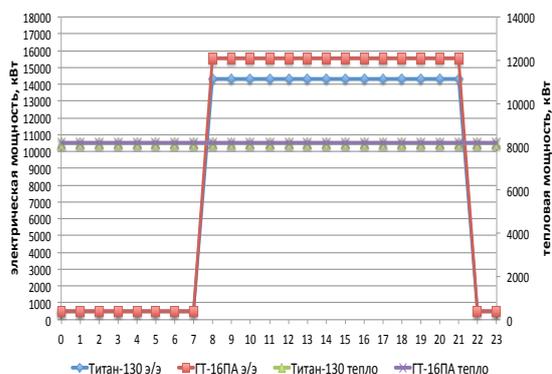
При температуре наружного воздуха $+15^{\circ}\text{C}$ вариант маневренной ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины ГТЭ-16ПА имеет лучшие показатели отпуска электрической энергии и тепла, чем вариант с газовыми турбинами Титан-130. При отсутствии ограничений по отпуску тепла КИТТ ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины ГТЭ-16ПА примерно на 3% выше, чем для варианта с Титан-130.

В случае, когда объём отпуска тепловой энергии потребителям значительно меньше тепловой мощности газотурбинной установки, существует два варианта режимов работы маневренной электростанции:

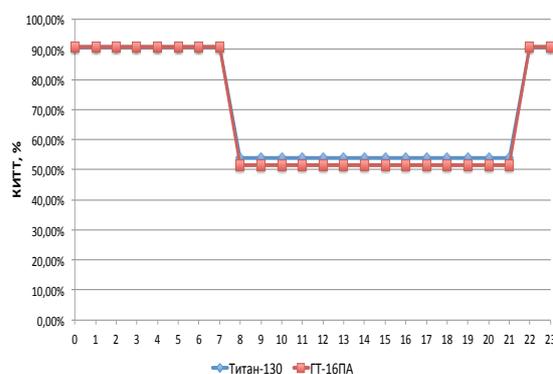
1. Отпуск тепловой энергии потребителям круглосуточно осуществляется паротурбинной установкой. Электрическая энергия для собственных нужд электростанции вырабатывается паровой противодавленческой машиной. Газотурбинная установка находится в горячем невращающемся резерве. Пуск газотурбинной установки

осуществляется по команде СО ЕЭС в случае аварийной ситуации в энергосистеме.

2. Режим работы маневренной электростанции аналогичен режиму работы в отопительный период, но с худшей топливной эффективностью газотурбинной установки. Электрический КПД газотурбинной установки составит около 35%.



А. Суточный график выработки электрической и тепловой энергии (ограничения по теплу)



Б. Коэффициент использования тепла топлива в течение суток (ограничения по теплу)

Рисунок 4.5. Режим работы высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в неотапительный период (ограничения по теплу)

При температуре наружного воздуха $+15^{\circ}\text{C}$ вариант маневренной ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины ГТЭ-16ПА имеет лучшие показатели отпуска электрической энергии, чем вариант с газовыми турбинами Титан-130. Однако, при условии ограничений по отпуску тепла на уровне 8175 МВт КИТТ ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины ГТЭ-16ПА чуть ниже, чем для варианта с Титан-130.

Вариант нахождения газотурбинной установки в горячем невращающемся резерве и обеспечение тепловой энергией (ГВС) потребителей в неотапительный период от паротурбинной установки является наиболее приемлемым с точки зрения топливной эффективности.

Размещение резерва активной мощности на агрегатах со временем ввода в работу до 5 минут снижает расход электроэнергии на собственные нужды, повышает эффективность работы включённого генерирующего оборудования, снижает расходы на текущие и капитальные ремонты, не приводит к сокращению паркового ресурса оборудования.

Таблица 4.3. Результаты расчета ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ Титан-130 при прохождении графика тепловой нагрузки

№	Параметр	Температура наружного воздуха			
		-30	-3,6	15	30
	Основной режим ГТУ-КУВ				
1	Электрическая мощность ГТУ (брутто), кВт	18092	15894	14784	13208
2	Электрическая мощность ГТУ (нетто), кВт	17580	15416	14324	12770
3	Тепловая мощность ГТУ-КУВ, кВт	22591	11242	8175	8175
4	Расход топлива ГТУ в основном режиме, т/ч	3,566	3,212	3,009	2,814
5	Расход топлива с отключенной ГТУ (ПК), т/ч	0,7947	0,656	0,647	0,644
6	Температура на выходе ГТУ, °С	482	492	500	587
7	Температура воды на входе в КУВ, °С	70	48	40	40
8	Температура воды на выходе из КУВ, °С	150	94	74	74
9	Температура газов на выходе из КУВ, °С	100	292	349	357
10	КПД электрический (пропорц. метод), %	58,24	47,11	44,01	43,22
11	КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ, %	79,12	59,70	53,78	53,71
12	КИТТ с отключенной ГТУ, %	90,75	90,8	90,7	90,53

КИТТ газотурбинной установки маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в часы суточного максимума составляет около 79% при температуре наружного воздуха -30°С и около 60% при температуре наружного воздуха -3,6°С. Расчёты в таблице 31 выполнены для случая, когда при температуре

наружного воздуха -30°C маневренная ГТУ-ТЭЦ покрывает максимум тепловой нагрузки.

КИТТ паротурбинной установки, покрывающей собственные нужды маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, составляет около 90% во всём диапазоне температур наружного воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4.4. Результаты расчета ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ-16 при прохождении графика тепловой нагрузки

№	Параметр	Температура наружного воздуха			
		Основной режим ГТУ-КУВ	-30	-3,6	15
1	Электрическая мощность ГТУ (брутто), кВт	16000	16000	16000	13859
2	Электрическая мощность ГТУ (нетто), кВт	15562	15558	15555	13459
3	Тепловая мощность ГТУ-КУВ, кВт	18449	11242	8175	8175
4	Расход топлива ГТУ в основном режиме, т/ч	3,154	3,242	3,312	2,922
5	Расход топлива с отключенной ГТУ (ПК), т/ч	0,7947	0,656	0,647	0,644
6	Температура на выходе ГТУ, $^{\circ}\text{C}$	383	441	495	522
7	Температура воды на входе в КУВ, $^{\circ}\text{C}$	70	48	40	40
8	Температура воды на выходе из КУВ, $^{\circ}\text{C}$	150	94	74	74
9	Температура газов на выходе из КУВ, $^{\circ}\text{C}$	100	100	367,1	368,2
10	КПД электрический (пропорциональный метод), %	56,53	46,99	42,59	43,19
11	КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ, %	77,57	59,46	51,45	53,25
12	КИТТ с отключенной ГТУ, %	90,75	90,8	90,7	90,53

КИТТ газотурбинной установки маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ в часы суточного максимума составляет около 78% при температуре наружного воздуха -30°C и около 60% при температуре наружного воздуха $-3,6^{\circ}\text{C}$. Расчёты в таблице 32 выполнены для случая, когда при температуре

наружного воздуха -30°C маневренная ГТУ-ТЭЦ покрывает максимум тепловой нагрузки.

КИТТ паротурбинной установки, покрывающей собственные нужды маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ, составляет около 90% во всём диапазоне температур наружного воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$.

При температуре наружного воздуха $+15^{\circ}\text{C}$ топливная эффективность маневренной электростанции в часы суточного максимума потребления электрической энергии при отпуске тепловой энергии потребителям в объёме в три раза меньшем тепловой мощности ГТУ-КУВ превысит 51%.

4.3. Работа в «островном» режиме

Работа маневренной электростанции изолированно от ЕЭС РФ предполагается исключительно в аварийных ситуациях в энергосистеме.

Режим работы электростанции в «островном» режиме обеспечивает баланс производства и потребления электрической энергии в изолированной системе. В данном режиме работа газотурбинной установки по электрическому графику является приоритетной. Покрытие неравномерности графика потребления тепловой энергии осуществляется за счёт изменения объёма производства тепла паротурбинной установкой.

4.4. Экологические характеристики

Проведём анализ экологической эффективности маневренной ГТУ-ТЭЦ от режимов работы.

Сравнение топливной эффективности и объёмов выбросов NO_x проведём для случая отдельного производства электрической и тепловой энергии и для случая когенерации при условии производства тепловой энергии в течении 24 часов и электрической энергии в течении 14 часов в сутки. ГТУ, ПГУ и ГТУ-ТЭЦ отключаются для прохождения суточного минимума потребления электрической энергии на 10 часов. Варианты ГТУ + ВК; ПГУ + ВК; ГТУ-ТЭЦ.

Таблица 4.5. Сравнение топливной эффективности и объёмов выбросов
NO_x.

Вариант	период суток	состав оборудования	э/э	т/э	Расход топлива %	Выбросы NO _x %
			МВт	МВт		
раздельное производство э/э и т/э	суточный максимум	ГТУ	15	0	100,0%	100,0%
		ВК	0	18		
	суточный минимум	ГТУ	0	0		
		ВК	0	18		
	Всего:					
раздельное производство э/э и т/э	суточный максимум	ПГУ	15	0	84,4%	91,0%
		ВК	0	18		
	суточный минимум	ПГУ	0	0		
		ВК	0	18		
	Всего:					
Когенерация	суточный максимум	ГТУ-ТЭЦ	15	18	74,6%	60,8%
		ВК	0	0		
	суточный минимум	ГТУ-ТЭЦ	0	0		
		ВК	0	18		
	Всего:					

Таким образом, вариант ГТУ-ТЭЦ + ВК для рассмотренных режимов работы генерирующего оборудования является приоритетным.

Работа ГТУ-ТЭЦ в режиме ежедневного пуска/останова с производством электрической энергии на номинальной электрической мощности в течение пикового и полупикового суточного графика потребления и останова на период прохождения суточного минимума позволяет снизить требования по величине выбросов вредных веществ за пределами диапазона мощности от 90 до 100%.

Таким образом, задача станции по заранее согласованному графику включиться, за определённый промежуток времени набрать номинальную мощность, работать с постоянной нагрузкой и отключиться в согласованное время.

Участие пиковой теплоэлектростанция в нормированном первичном и вторичном регулировании в ЕЭС РФ не планируется. Включение и отключение ГТУ может происходить по аварийным командам на пуск/останов.

Работа в номинальном режиме с ежедневными пусками/остановами генерирующего оборудования нивелирует экологические преимущества импортных турбин.

4.5. Выводы по Главе 4:

1. Проведены расчёты разработанной тепловой схемы с использованием ГТУ мощностью 16 МВт на базе российского и зарубежного производства с использованием специализированной программы компании Thermoflow.
2. Проведены расчёты режимов работы для отопительного, неотопительного и островного режима работы в диапазоне температур наружного воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$. Результаты расчётов показали, что использование разработанной высокоманевренной тепловой станции позволяет при полной загрузке по теплу достигать значения КИТТ до 85%. В аварийном режиме КИТТ высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ составляет не менее 53% при прохождении графика тепловой нагрузки, что соответствует уровню крупнейших блоков ПГУ работающих в основном в базовой части нагрузки ЕЭС.
3. Выполненные аналитические оценки использования высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ показали снижение расхода топлива до 74,6% и выбросов NO_x до 60,8% по сравнению с отдельным производством электрической энергии и тепла.

Глава 5. Экономический анализ влияния строительства высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ на повышение эффективности энергосистемы Российской Федерации.

В результате внедрения маневренных ГТУ-ТЭЦ будут достигнуты системные и локальные эффекты:

- Рост числа часов использования установленной мощности (ЧЧИУМ) базовой генерации, в том числе: АЭС, теплофикационная выработка ТЭЦ, объектов ВИЭ.
- Снижение резерва электрической мощности в результате снижения горизонта прогнозирования.
- Повышение эффективности работы ТЭС. Рост коэффициента использования тепла топлива (КИТТ).
- Снижение потребления органического топлива в ЕЭС России.
- Снижение выбросов CO₂, CO и NO_x в ЕЭС России.
- Увеличение продолжительности эксплуатации паровых и газовых турбин, энергетических котлов.
- Повышение надёжности энергоснабжения потребителей (электро- и теплоснабжения).
- Снижение стоимости электрической энергии и тепла для потребителей.

Экономическая оценка системных и локальных эффектов будет проведена на основе изменения фактической структуры включённого генерирующего оборудования и фактических режимов работы электростанций в ЕЭС России.

5.1. Режимы потребления и загрузки генерации.

5.1.1. Режимы потребления и загрузки генерации в летний период

а) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии (на основании результатов РСВ).

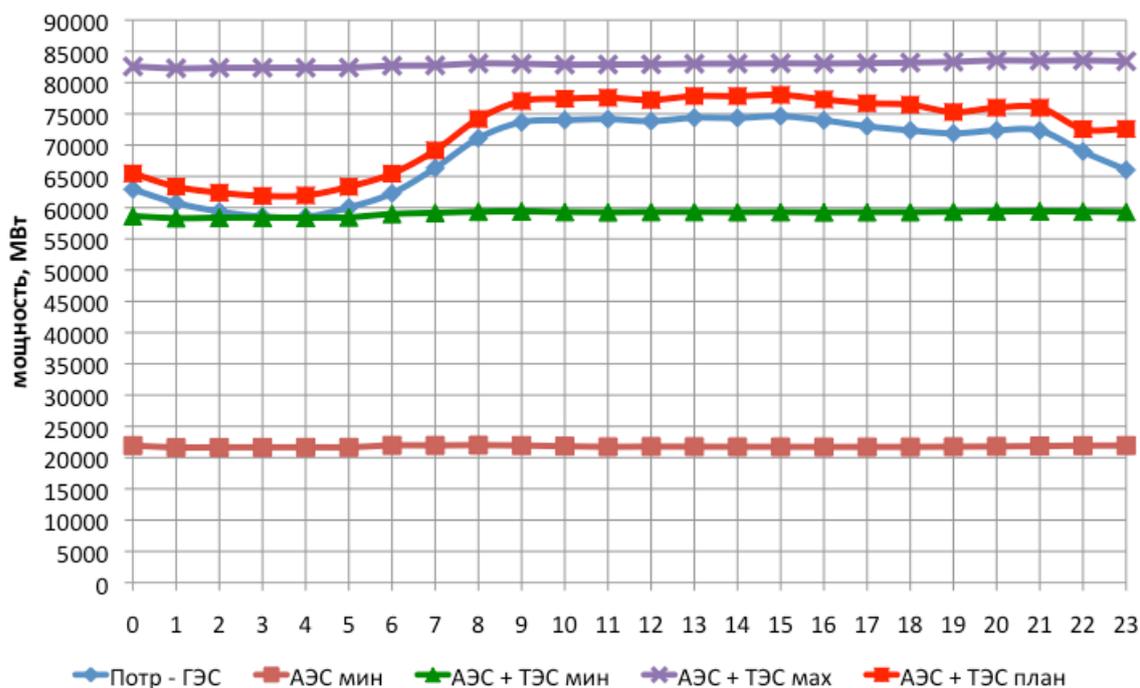


Рисунок 5.1. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 июля 2017 года.

В первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности на основе отчёта АО «Администратор торговой системы» о результатах торгов по зонам свободного перетока (ЗСП) [185] загрузка АЭС составила около 22000 МВт, технологический минимум включённых ТЭС - 37000 МВт, технический максимум включённых ТЭС - 61000 МВт.

Регулируемый диапазон ГЭС по результатам РСВ на рисунке 5.1 учитывается снижением графика потребления электрической энергии на величину выработки электроэнергии ГЭС для каждого часа суток.

б) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии с учётом загрузки пиковых ГТУ-ТЭЦ без изменения включённой электрической мощности АЭС.

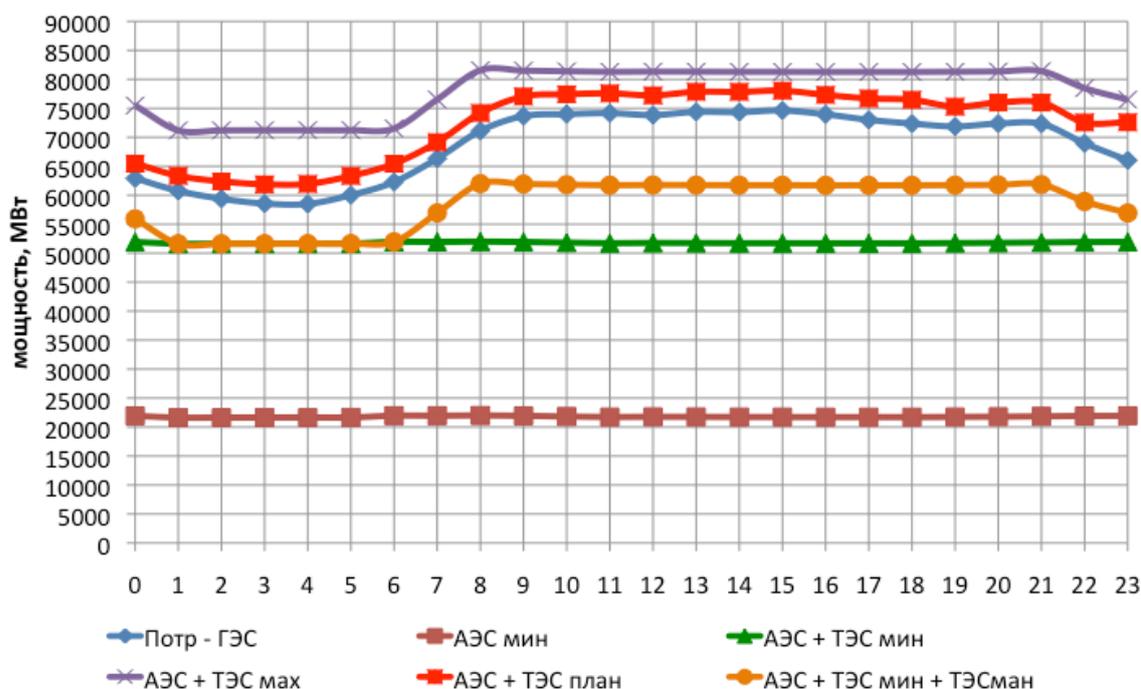


Рисунок 5.2. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 июля 2017 года с учётом загрузки пиковых ГТУ-ТЭЦ без изменения включённой электрической мощности АЭС.

Внедрение пиковой генерации с регулировочным диапазоном 100% установленной мощности позволяет снизить технологический минимум включённых ТЭС на 7000 МВт до 30000 МВт. Технический максимум включённых ТЭС при прохождении ночного минимума снизился до 49000 МВт, а при прохождении суточного максимума снизился на 2000 МВт с учётом мощности пиковых ТЭЦ.

в) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии с учётом загрузки пиковых ГТУ-ТЭЦ и увеличением включённой электрической мощности АЭС.

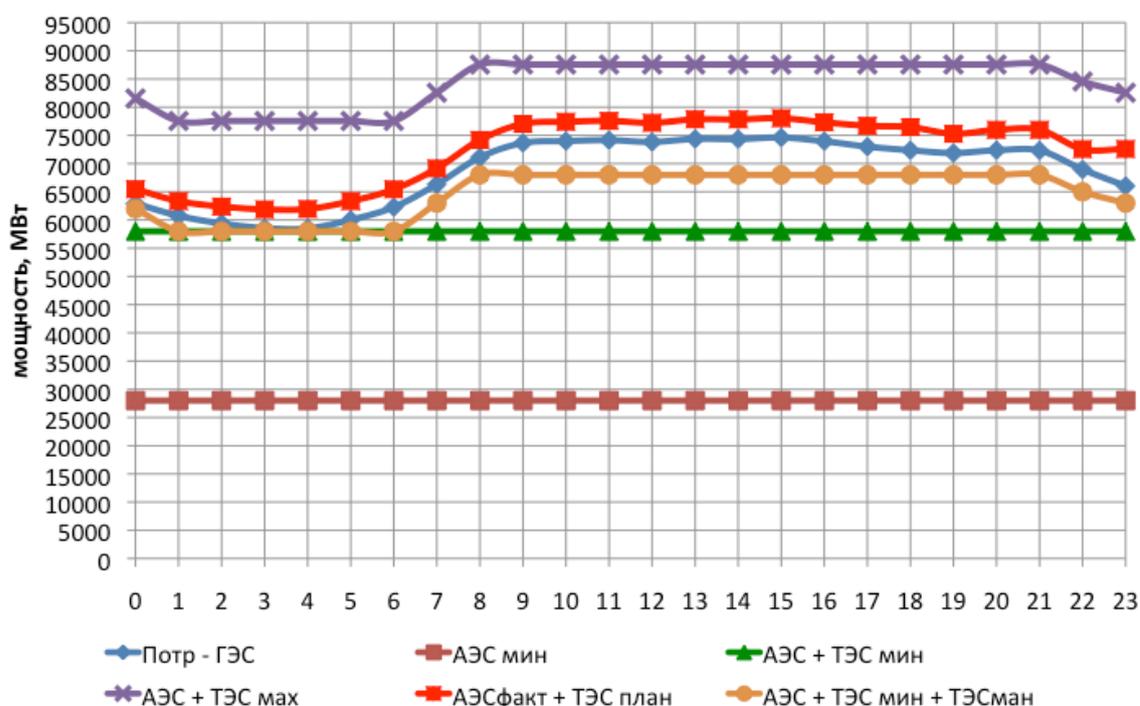


Рисунок 5.3. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 июля 2017 года с учётом загрузки пиковых ГТУ-ТЭЦ и увеличением включённой электрической мощности АЭС.

Внедрение пиковой генерации с регулировочным диапазоном 100% установленной мощности позволяет увеличить загрузку АЭС на 6000 МВт, снизить технологический минимум включённых ТЭС на 7000 МВт до 30000 МВт. Технический максимум включённых ТЭС при прохождении ночного минимума снизился до 49000 МВт, а при прохождении суточного максимума снизился на 2000 МВт с учётом мощности пиковых ТЭЦ.

При этом суммарная электрическая мощность включённого генерирующего оборудования в часы суточного максимума увеличится относительно фактического варианта на 4000 МВт до 87000 МВт, а часы суточного минимума снизятся на 5000 МВт до 77000 МВт.

Дополнительное отключение части тепловой генерации возможно для целей дальнейшей оптимизации структуры включённого генерирующего оборудования.

5.1.2. Режимы потребления и загрузки генерации в зимний период

а) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии (на основании результатов РСВ).

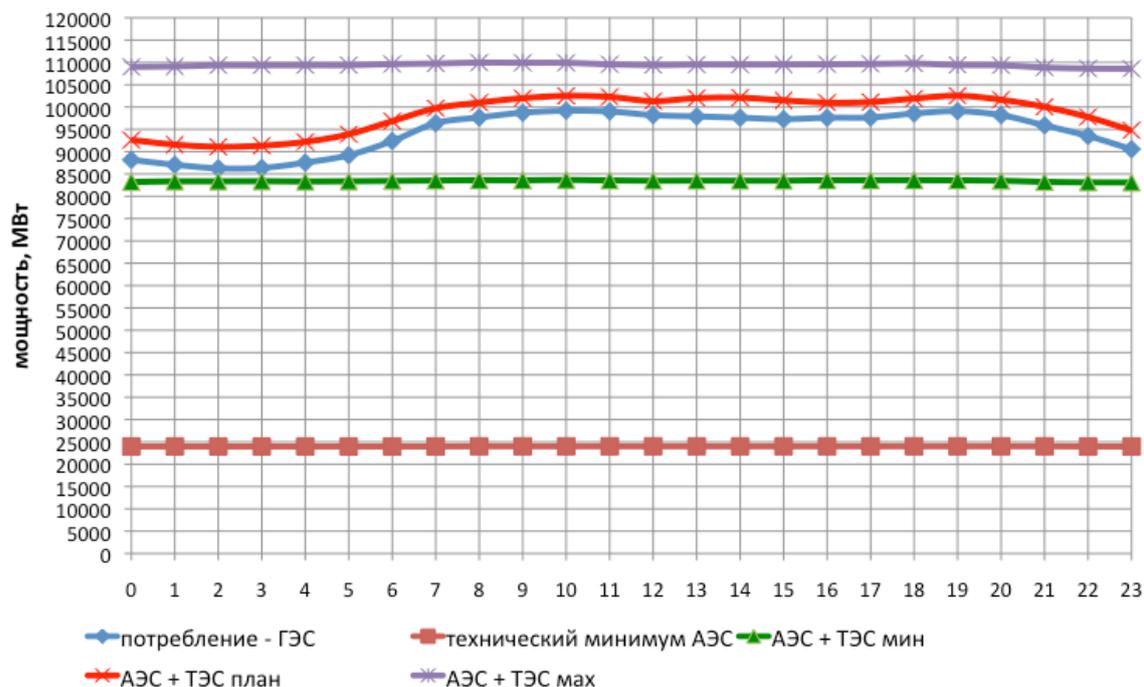


Рисунок 5.4. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 февраля 2018 года.

Загрузка АЭС по результатам проведения торгов на оптовом рынке (РСВ) составила 24000 МВт, технологический минимум включённых ТЭС около - 60000 МВт, технический максимум включённых ТЭС 85000 МВт.

Регулируемый диапазон ГЭС по результатам РСВ на рисунке 5.4 учитывается снижением графика потребления электрической энергии на величину выработки электроэнергии ГЭС для каждого часа суток.

б) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии с учётом загрузки высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ без изменения включённой электрической мощности АЭС.

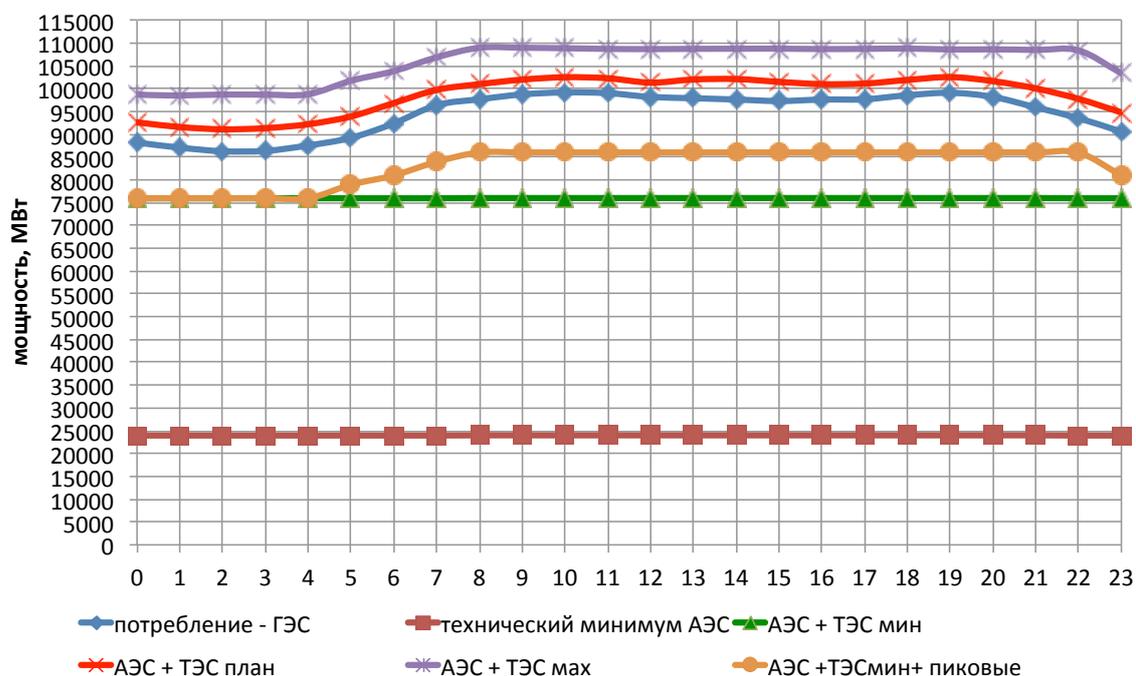


Рисунок 5.5. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 февраля 2018 года с учётом загрузки высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ без изменения включённой электрической мощности АЭС.

Внедрение пиковой генерации с регулировочным диапазоном 100% установленной мощности позволяет снизить технологический минимум включённых ТЭС на 8000 МВт до 52000 МВт. Технический максимум включённых ТЭС при прохождении ночного минимума снизился до 72000 МВт, а при прохождении суточного максимума снизился на 1000 МВт.

в) Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии с учётом загрузки высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ и увеличением включённой электрической мощности АЭС.

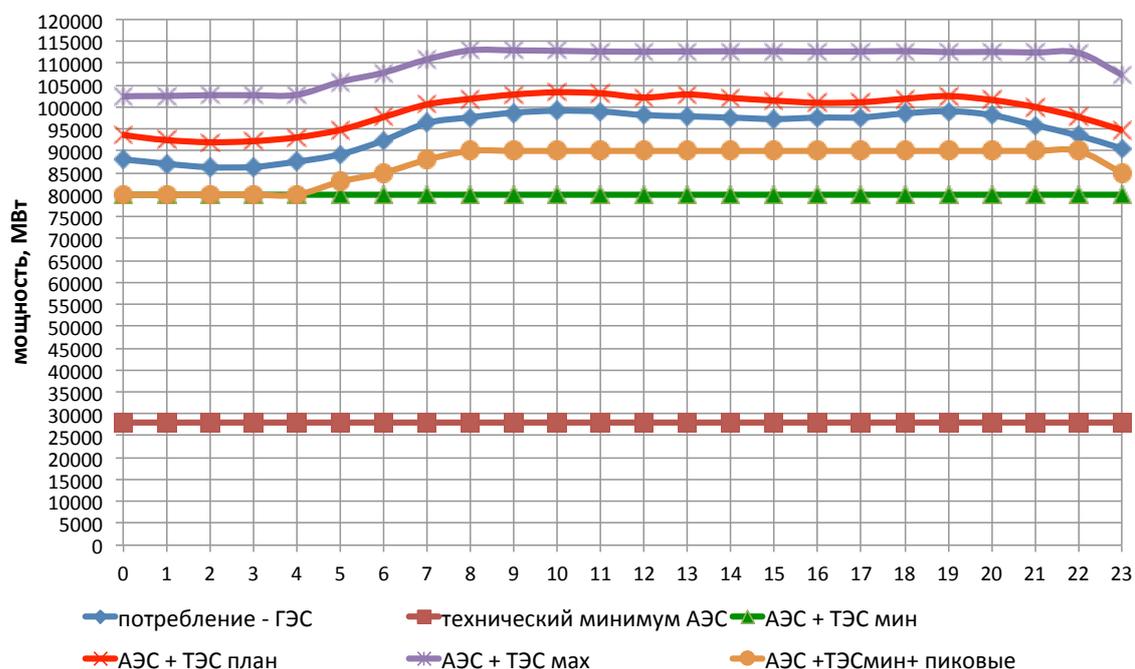


Рисунок 5.6. Плановый режим потребления и загрузки генерации в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии 27 февраля 2018 года с учётом загрузки высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ и увеличением включённой электрической мощности АЭС.

Внедрение пиковой генерации с регулировочным диапазоном 100% установленной мощности позволяет увеличить загрузку АЭС на 4000 МВт, снизить технологический минимум включённых ТЭС на 8000 МВт до 52000 МВт. Технический максимум включённых ТЭС при прохождении ночного минимума снизился до 74000 МВт, а при прохождении суточного максимума снизился на 1000 МВт.

При этом суммарная электрическая мощность включённого генерирующего оборудования в часы суточного максимума увеличится относительно фактического варианта на 3000 МВт до 112000 МВт, а в часы суточного минимума снизится на 7000 МВт до 102000 МВт.

5.2. Увеличение числа часов использования установленной мощности базовой генерации в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ

а) Фактические данные и прогноз числа часов использования установленной электрической мощности АЭС в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2016-2022 годы.

Таблица 5.1. Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации [69].

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России											
	ФАКТ					ПРОГНОЗ						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
АЭС	7125	7020	6820	6855	7195	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033
ТЭС	4630	4610	4380	4280	4190	4164	4003	3910	3927	3923	3953	3958

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2022 года изменяется в диапазоне 3910 – 4164 часов/год.

б) Прогноз числа часов использования установленной электрической мощности АЭС при внедрении пиковых ГТУ-ТЭЦ

Внедрение пиковых ГТУ-ТЭЦ установленной мощностью 10000 МВт снимает существующие режимные ограничения на число часов использования установленной мощности АЭС.

Ограничениями для роста числа часов использования установленной мощности АЭС останутся только требования к продолжительности сервисного обслуживания энергоблоков.

5.3. Снижение требуемого включённого резерва электрической мощности в ЕЭС России в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.

В Главе 1 представлена зависимость потребления электрической энергии от температуры наружного воздуха на примере ОЭС Северо-Запада, а также точность прогноза Гидрометцентра России температуры воздуха на примере города Москва.

В работе [186] описаны результаты использования новой модели ВСВГО, снизившей горизонт прогнозирования с 7 до 3 дней без изменения структуры генерирующих мощностей в энергосистеме. Использование высокоманевренных ТЭЦ позволит снизить горизонт прогнозирования нагрузки с 7 дней до 1 дня (нескольких часов), что приводит к дальнейшему увеличению точности прогноза температуры окружающего воздуха и скорости и направления ветра. Изменение прогнозного диапазона изменения температуры воздуха в Москве представлено в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Диапазон изменения температуры воздуха
в Москве в 2018 году

Прогноз	23 января	17 марта	19 апреля	14 июня
7 дней	20 °С	21 °С	16 °С	21 °С
1 день	5 °С	10 °С	6 °С	11 °С
разница	15 °С	11 °С	10 °С	10 °С

В результате более точного прогноза погоды повышается точность прогноза нагрузки.

Зависимость неравномерности потребления электроэнергии в течение суток от температуры наружного воздуха может быть записано в общем виде следующим образом:

$$\Delta P_{\text{сут}}^{\text{потр}} = f(T) - \varphi(T) \quad (52)$$

где:

$f(T)$ - зависимость суточного максимума потребления от температуры наружного воздуха

$\varphi(T)$ - зависимость суточного минимума потребления от температуры наружного воздуха

Неточности прогнозирования температуры наружного воздуха приводит к неточности прогнозирования возможного максимального и минимального потребления электроэнергии в течении суток. Для зимнего

максимума потребления формула (52) может быть переписана следующим образом:

$$\Delta P_{\text{сут}}^{\text{потр}} = f(T_{\text{мин}}) - \varphi(T_{\text{макс}}) \quad (53)$$

где:

$f(T_{\text{мин}})$ - значение суточного максимума потребления для минимальной прогнозной температуры наружного воздуха

$\varphi(T_{\text{макс}})$ - значение суточного минимума потребления для максимальной прогнозной температуры наружного воздуха

Используя данные о фактическом потреблении электроэнергии в ЕЭС России, представленные на рисунке 1 (Глава 1), можно сделать оценку, что при изменении температуры воздуха на 1°С потребление электрической энергии (максимум и минимум) изменяется на 860 МВт.

Таким образом, при снижении диапазона прогнозирования с 7 дней до 1 дня требуемый регулировочный диапазон в ЕЭС России, зависящий от точности прогноза потребления, снижается на величину более 8000 МВт. Снижение требуемого регулировочного диапазона улучшают режимы загрузки генерирующего оборудования. Снижается объём включённой генерации.

5.4. Снижение потребления органического топлива в ЕЭС России в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.

а) В результате увеличения числа часов использования установленной мощности АЭС.

Экономия топлива в результате роста КИУМ АЭС можно оценить по формуле:

$$Q_{\text{топ}} = \sum_i (\Delta N_{\text{аэс } i} \times b_{\text{э/э } i}) \quad (54)$$

где:

$\Delta N_{\text{аэс } i}$ - рост загрузки АЭС в i час;

$b_{э/э i}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии ТЭС выделенных из баланса дополнительной мощностью АЭС в i час.

Экономия топлива оценивается в 15 млн т/год.

б) В результате повышения топливной эффективности конденсационной выработки электрической энергии тепловыми электростанциями при работе в пиковом и полупиковом режимах.

Экономия топлива в результате повышения эффективности ТЭС при работе в пиковых и полупиковых режимах можно оценить по формуле:

$$Q_{\text{топ}} = \sum_i (N_{\text{пик ТЭЦ } i} \times \Delta b_{э/э i}) \quad (55)$$

где:

$N_{\text{пик ТЭЦ } i}$ - нагрузка пиковых ТЭЦ в i час;

$\Delta b_{э/э i}$ – снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии ТЭС в пиковом и полупиковом режимах в i час.

Таблица 5.3. Сравнение удельного расхода топлива при работе тепловых электростанций в конденсационном режиме (гуд/кВтч).

ПГУ	ГТУ	Паросиловые установки (атм)			Пиковая ГТУ-ТЭЦ
		240	130	90	
246	351	332	351	410	193

Конденсационные хвосты теплофикационных турбин с давлением пара 130 атмосфер активно используются для ведения электрических режимов в пиковой и полупиковой части суточного графика нагрузок. В ряде случаев происходит нагрузка и паровых турбин с давлением пара 90 атмосфер.

Внедрение пиковых ГТУ-ТЭЦ позволит в отопительный период снизить удельный расход условного топлива при работе в конденсационном режиме на 158 гуд/кВтч и 217 гуд/кВтч по сравнению с теплофикационными турбинами с давлением пара 130 и 90 атмосфер соответственно.

Продолжительность отопительного сезона в Российской Федерации можно оценить в 5000 часов в году. При работе пиковых ГТУ-ТЭЦ 14 часов

в сутки снижение расхода топлива для первой ценовой зоны оценивается в 4,6 млн тут.

В неотопительный период в случае работы пиковой ГТУ-ТЭЦ по графику ГВС также происходит снижение расхода топлива.

5.5. Снижение стоимости электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии (РСВ) в результате внедрения пиковых ГТУ-ТЭЦ.

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности стоимость электрической энергии определяется на основе маржинального принципа ценообразования. Цена определяется самой дорогой генерацией, вырабатывающей электроэнергию в данный час. В работах [174,187] автором показано влияние пусков/остановов генерирующего оборудования на снижение стоимости электрической энергии на оптовом рынке.

$$P_{\text{э/э}}^{\text{потр}} = \sum_i^{5110} (C_{\text{топл } i} \times (b_{\text{ээ } i}^{\text{зам}} - b_{\text{ээ } i}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}}) \times P_i^{\text{потр}}) \quad (56)$$

где:

$P_{\text{э/э}}^{\text{потр}}$ - экономия затрат потребителей на покупку электроэнергии

$C_{\text{топл } i}$ - стоимость топлива

$b_{\text{ээ } i}^{\text{зам}}$ - удельный расход топлива замыкающей электростанции в i -час

$b_{\text{ээ } i}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}}$ - удельный расход топлива маневренной ГТУ-ТЭЦ в i -час

$P_i^{\text{потр}}$ - потребление электрической энергии в i -час

Внедрение пиковых ГТУ-ТЭЦ в первой ценовой зоне оптового рынка при цене топлива 4000 руб/тут приведёт к снижению стоимости замыкающей электрической энергии на 0,63 руб/кВтч по сравнению с ПСУ 130 ата, на 0,97 руб/кВтч по сравнению с ПСУ 90 ата, на 0,56 руб/кВтч по сравнению с ПСУ 240 ата (таблица 5.3). Экономия затрат потребителей на оплату электроэнергии от размещения регулировочного диапазона на высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ при условии, что ПСУ 130 ата являлась

замыкающей в течении всего года, оценивается в 188 млрд. рублей в год (пиковые и полупиковые часы). Для ПСУ 90 ата эффект может достигать 258 млрд. рублей в год, а для ПСУ 240 ата - 166 млрд. рублей в год.

5.6. Снижение выбросов CO_2 и NO_x в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.

а) В результате увеличения числа часов использования установленной мощности АЭС.

При сжигании одной тонны природного газа в атмосферу выделяется около 2,75 тонн CO_2 и, согласно нормативу [188], 1,26 кг NO_x .

$$m_{\text{CO}_2} = 2,75 \times m_{\text{CH}_4} \quad (57)$$

$$m_{\text{NO}_x} = 0,0016 \times m_{\text{CH}_4} \quad (58)$$

Снижение выбросов CO_2 и NO_x в результате роста КИУМ АЭС, учитывая полученные в пункте 5.3. результаты уменьшения объёма сжигаемого топлива, может быть оценено в 42 млн тонн и 18,9 тысяч тонн соответственно.

б) В результате повышения топливной эффективности конденсационной выработки электрической энергии тепловыми электростанциями при работе в пиковом и полупиковом режимах.

Снижение выбросов CO_2 и NO_x в результате использования пиковых ГТУ-ТЭЦ, учитывая полученные в пункте 5.4. результаты уменьшения объёма сжигаемого топлива, может быть оценено в 12,7 млн тонн и 5,8 тысяч тонн в год соответственно.

Общее снижение выбросов CO_2 и NO_x оценивается в 55 млн тонн в год и 24,7 тысяч тонн в год соответственно. Выручка в случае реализации квот на выбросы парниковых газов может быть одним из источников окупаемости инвестиций в строительство маневренных ГТУ-ТЭЦ.

5.7. Снижение стоимости тепловой энергии

Разнесение расхода топлива пиковой ГТУ-ТЭЦ между производством электрической энергии и теплом выполнено с использованием методического подхода, описанного в Главе 2. На рисунке 5.7 представлена диаграмма конкурентоспособности пиковой ГТУ-ТЭЦ по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электроэнергии и тепла.

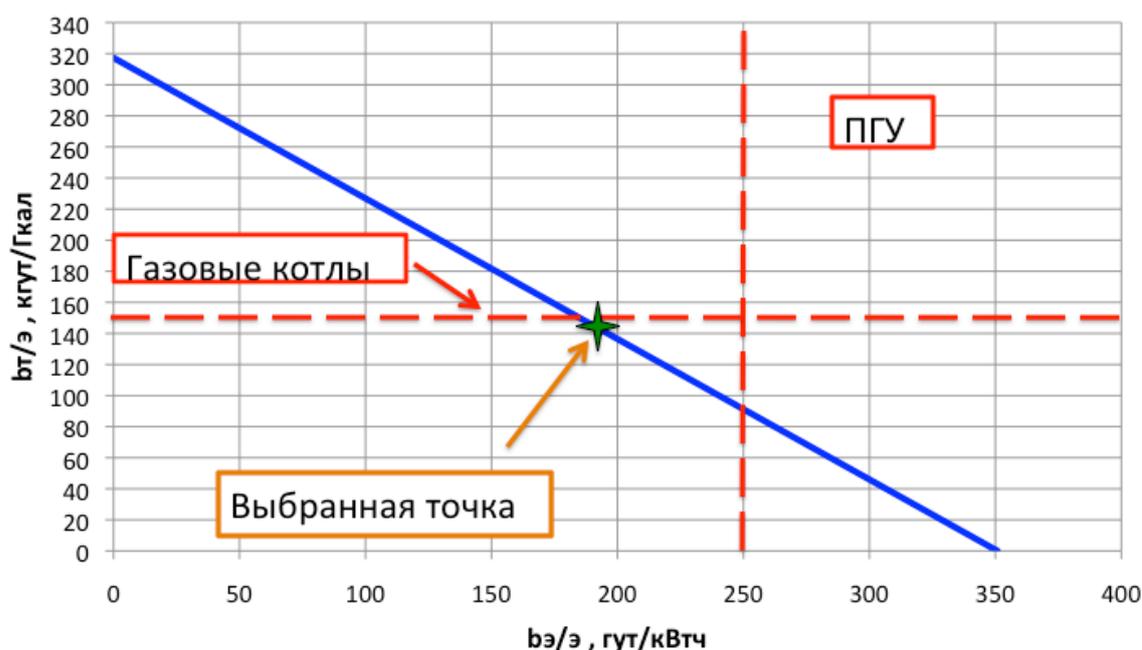


Рисунок 5.7. Конкурентоспособность высокоманевренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электроэнергии и тепла.

Конкурентоспособность высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электроэнергии и тепла обеспечивается при значениях удельных расходов топлива расположенных в «прямоугольнике конкурентоспособности». Разумным представляется выбор значения удельного расхода топлива на производство тепла соответствующего 100% КПД т/э. В этом случае $b_{т/э} = 142,8$ кгут/Гкал и $b_{э/э} = 193$ гут/кВтч.

Таким образом, удельный расход топлива на производство тепла на пиковой ГТУ-ТЭЦ ниже, чем у любой самой эффективной котельной.

5.8. Снижение затрат на сетевую инфраструктуру

Расчёты, выполненные в соответствии с методическим подходом, описанным в Главе 2, показывают, что увеличение доли пиковой генерации в энергосистеме на 1 МВт снижает потребность в перетоке между энергосистемами на 1 МВт.

Размещение пиковых ГТУ-ТЭЦ в центрах электрических и тепловых нагрузок снижает затраты на сетевую инфраструктуру, снижают потери в электрических сетях.

5.9. Загрузка производственных мощностей энергомашиностроительных предприятий в результате внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ.

Потребность ЕЭС России в высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ составляет от 10000 до 20000 МВт или менее 8,4% установленной мощности генерации.

Таблица 5.4. Загрузка производственных мощностей энергомашиностроительных предприятий.

Параметр программы	Мощность газовой турбины		
	10 МВт	16 МВт	25 МВт
10000 МВт	1000 пакетов	625 пакетов	400 пакетов
20000 МВт	2000 пакетов	1250 пакетов	800 пакетов

Учитывая необходимость сервисного обслуживания через пять лет, в таблице 5.5 представлена оценка ежегодного производства энергетических пакетов.

Таблица 5.5. Оценка ежегодного производства энергетических пакетов.

Параметр программы	Мощность газовой турбины		
	10 МВт	16 МВт	25 МВт
10000 МВт	200 пакетов/год	125 пакетов/год	80 пакетов/год
20000 МВт	400 пакетов/год	250 пакетов/год	160 пакетов/год

Таким образом, программа внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ приведёт к полной загрузке существующих предприятий, потребует

расширения производства и создания новых квалифицированных рабочих мест.

5.10. Окупаемость внедрения высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ на базе системного эффекта.

Обычно окупаемость инвестиционных проектов определяется на основе расчёта выручки от реализации товаров (услуг) за минусом затрат на производство и сбыт с учётом средневзвешенной стоимости капитала [189]. В настоящее время окупаемость строительства новой генерации в РФ обеспечивается исключительно за счёт специальных тарифов (ДПМ, ДПМ ВИЭ, МГИ и др.). Поэтому в отличие от [189] окупаемость инвестиций в программу развития высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ необходимо рассматривать за счёт системного эффекта от повышения эффективности ЕЭС России. Базовым критерием системного эффекта от внедрения программы развития высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ является отсутствие роста стоимости электроэнергии для конечного потребителя.

Стоимость строительства высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ оценивается в 1700 \$/кВт в ценах 2012 года. Затраты на строительство 10000 МВт пиковой генерации оцениваются в 17 млрд \$. Требуемые для реализации программы маневренных ГТУ-ТЭЦ инвестиции оцениваются 510 млрд рублей и 1020 млрд рублей по курсу 2012 года и 2018 года соответственно.

Программа предполагает полную локализацию производства энергетического оборудования на территории Российской Федерации. Заработная плата, налоги, энергоресурсы оплачиваются в рублях без привязки к обменному курсу российской валюты. Серийность производства приведёт к значительному снижению стоимости энергетического оборудования.

Снижение маржинальной стоимости электроэнергии на оптовом рынке (РСВ) от внедрения высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в пиковой части суточного графика нагрузок вместо паровых турбин с давлением пара 240

ата, 130 ата и 90 ата оценивается в 166, 188 и 256 млрд рублей в год соответственно.

Снижение стоимости выводимых из эксплуатации 10ГВт неэффективных мощностей ТЭС оценивается в 16 млрд рублей в год в ценах КОМ на 2021 год.

Затраты на программу внедрения 10ГВт высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ в ЕЭС России в зависимости от серийности производства оцениваются от 600 до 1000 млрд рублей.

Простой срок окупаемости инвестиций за счёт системного эффекта без роста стоимости электрической энергии для конечных потребителей составит от 3 до 5 лет, дисконтированный (при WACC =12%) – от 5 до 8 лет. В случае увеличения рассматриваемого горизонта до 15 лет, реализация программы внедрения маневренных (пиковых) ГТУ-ТЭЦ приведёт к снижению стоимости электрической энергии (мощности) для конечных потребителей.

Дополнительными источниками компенсации затрат потребителей являются:

- Прекращение строительства невостребованной новой базовой генерации.
- Реализация квот на выбросы 55 млн тонн в год углекислого газа.
- Снижение затрат на эксплуатации, увеличение межремонтного периода в результате улучшения режимов работы генерирующего оборудования.

5.11. Выводы по Главе 5:

1. Выполненные технико-экономические расчёты системного эффекта внедрения высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в объёме 10 ГВт (менее 7% от максимума потребления или около 4% установленной мощности электростанций в ЕЭС России) показали:
 - Снижение стоимости электрической энергии на оптовом рынке (РСВ) оценивается в 188 млрд рублей в год.

- Снижение потребления органического топлива на 19,6 млн т в год, стоимостью 78,4 млрд рублей.
 - Снижение выбросов CO₂ на 55 млн тонн в год.
 - Снижение выбросов NO_x на 24,7 тысяч тонн в год.
2. Загрузка отечественных производителей оборудования, создание новых квалифицированных рабочих мест.
 3. Рост числа часов использования установленной мощности базовой генерации:
 - снятие системных ограничений на загрузку энергоблоков АЭС (летом – 6ГВт, зимой – 4ГВт);
 - теплофикационных турбин;
 - объектов ВИЭ.
 4. Вывод из эксплуатации 10000 МВт неэффективных мощностей снизит расходы потребителей более, чем на 13 млрд рублей в год по цене КОМ на 2018 год и на 16 млрд рублей в год по цене КОМ на 2021 год.
 5. Простой срок окупаемости инвестиций за счёт системного эффекта без роста стоимости электрической энергии для конечных потребителей составит от 3 до 5 лет, дисконтированный (при WACC =12%) – от 5 до 8 лет.

Заключение

1. Разработан методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления в энергосистеме. Выполнена оценка сбалансированности для каждой ОЭС. ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада имеют дефицит регулировочного диапазона. Полученные результаты показали полное соответствие фактическим режимам в ЕЭС России. Потребность ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Юга в высокоманевренных ТЭЦ превышает 8,4 ГВт. Снижение горизонта прогнозирования потребления с 7 до 1 дня снижает потребность ЕЭС России в регулировочном диапазоне на 8ГВт.
2. Разработан методический подход для определения конкурентоспособности когенерации по сравнению с наилучшими доступными технологиями отдельного производства электрической и тепловой энергии. Конкурентоспособность паровых турбин с давлением свежего пара 90 ата достигается при КИТТ, превышающем 71%, и с давлением 130 ата при КИТТ, превышающим 64%. Подход позволяет учитывать потери в электрических и тепловых сетях, различия в стоимости топлива на электростанциях и котельных, а также расход электрической энергии ТЭЦ на отпуск тепла.
3. Разработанные методические подходы внедрены НП «Энергоэффективный город» в бизнес процессы разработки Схем теплоснабжения городов и муниципальных образований, планирования и управления режимами работы теплофикационного генерирующего оборудования ТЭЦ.
4. Разработана принципиальная тепловая и расчётная схемы высокоманевренная ГТУ-ТЭЦ. Характеристики маневренности ТЭЦ: количество пусков от 300 в год без изменения межремонтного периода; время пуска до 600 секунд (быстрый пуск до 300 секунд); расход топлива на пуск менее 30 кгут/МВт; регулировочный диапазон 100% располагаемой

мощности; КИТТ 80-90% в зависимости от режима и типа ГТУ. Возможность организовать серийное производство со 100% локализацией производства на территории Российской Федерации.

5. Расчёты, выполненные с использованием специализированной программы компании «Thermoflow», показали, что КИТТ высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в отопительный период составляет 80%-85%, а в летний период в аварийном режиме превышает 53%.

6. Установлено, что общесистемный эффект от внедрения 10ГВт высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ в ЕЭС России (около 4% установленной мощности электростанций в ЕЭС России) составит: снятие системных ограничений на загрузку энергоблоков АЭС (летом – 6ГВт, зимой – 4ГВт); снижение расхода органического топлива на 19,6 млн т в год; снижение выбросов CO₂ на 55 млн тонн в год; снижение выбросов NO_x на 24,7 тысяч тонн в год.

7. Определено, что снижение маржинальной стоимости электрической энергии на оптовом рынке (РСВ) при использовании высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ в пиковой части суточного графика нагрузок вместо паровых турбин с давлением пара 130 ата оценивается в 188 млрд рублей в год, а вывод из эксплуатации 10ГВт неэффективных мощностей ТЭС в 16 млрд рублей в год (в ценах КОМ на 2021 год).

8. Установлено, что затраты на программу внедрения 10ГВт высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ в ЕЭС России в зависимости от единичной мощности и серийности производства составят от 600 до 1000 млрд рублей. Простой период окупаемости инвестиций в программу строительства 10ГВт высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ за счёт системного эффекта в ЕЭС России и без роста затрат потребителей на покупку на оптовом рынке электрической энергии и мощности составит от 3 до 5 лет, дисконтированный (WACC =12%) – от 5 до 8 лет.

Литература:

1. Шарапов В.И., Ротов П.В. «Регулирование нагрузки систем теплоснабжения»/ - М: Издательство «Новости теплоснабжения», 2007 – 164 стр.
2. Шарапов В.И., Орлов М.Е. «Технологии обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения»/ - М: Издательство «Новости теплоснабжения», 2006 – 208 стр.
3. Богданов А.Б., Богданова О.А. «График Россандера – Чистовича и его климатические характеристики»// Новости теплоснабжения №9 2017 стр. 20-29
4. Андриященко А.И., Аминов Р.З. «Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций»: учебное пособие/ - М: Высшая школа, 1983 – 255 стр.
5. Андриященко А.И. «Современные проблемы теплоснабжения городов и рациональные пути их решения»// Вестник СГТУ, 2005, № 3(8), стр. 110-115
6. Charlotte Hussy, Erick Klaassen, Joris Koornneef, Fabian Wigand
International comparison of fossil power efficiency and CO₂ intensity – Update 2014. Final report, ECOFYS, 2014
7. Белобородов С.С. «Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ?» // «Энергосовет» - 2018 - №1 (51), стр. 16 -25
8. Сидорович В.А. «КИУМ в ветроэнергетике: все выше и выше», сайт RenEn, 19.02.2017
9. Сидорович В.А. «Цены на электроэнергию в Германии достигли пика (или дна?)», сайт RenEn, 20.02.2017
10. «EEG Umlage pro kWh in Deutschland», EEG Umlage, Strompreise, 2017, Strom-report.DE,
11. Гречухина И.А. «Экономические механизмы развития возобновляемой энергетики», диссертация на соискание ученой степени кандидата

- экономических наук, МГУ имени М.В.Ломоносова, 2016.
12. Кравченко В.М. «Текущее состояние отрасли теплоснабжения», доклад Минэнерго России, март 2016 года, Москва.
 13. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Сравнение использования паросиловых и парогазовых технологий для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии в ЕЭС РФ.» // «Электрические станции» - 2017 - №12, стр. 20-25
 14. Белобородов С.С., Юферев Ю.В. «К вопросу обоснования выбора между ПТУ и ПГУ в схеме теплоснабжения Санкт-Петербурга» // «Энергетик» - 2017 - №11, стр. 26-28
 15. Информационные обзоры СО ЕЭС «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги» (оперативные данные), за 2012-2017 годы.
 16. Белобородов С.С., Юферев Ю.В. «Перспективы развития ТЭЦ Санкт-Петербурга в современных условиях» // «Энергетик» -2017- №2 стр. 3-6 // (репринт) «Энергосовет» - 2017- №48, стр. 21-28 // (репринт) «Новости теплоснабжения» - 2017 - №8, стр. 20-26
 17. Схема и Программа развития Единой Энергосистемы Российской Федерации 2015-2021 (СиПР ЕЭС РФ 2015-2021)
 18. Жарков С.В., Ответ на отклик Шаврова Э.Н. на статью «О методах оценки эффективности энергоснабжения и стимулирования снижения энергоемкости экономики РФ // Энергетик. 2014. № 11. С. 20-24.
 19. Белобородов С.С. «Пути решения вопросов повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения, снижения стоимости электрической и тепловой энергии, сохранения ТЭЦ» // «Новости Теплоснабжения» - 2015 - №8 (180) стр. 11-14
 20. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий : научное издание / Л.А. Мелентьев; Сост. Л.С. Хрилев, И.А. Смирнов, К.С. Светлов; Редкол.: А.А. Макаров [и др.]. - М. : Наука, 1993. - 364 с.

21. Костюк А.Г., Троянский Б.М., Трухний А.В. «О структуре энергетических мощностей в европейской части СССР и пути решения проблемы маневренности»// Теплоэнергетика, 1986, №6
22. Цанев С.В., Тепловые электрические станции / С.В. Цанев, В.М. Лавыгин, А.С. Седлов – М. : Изд-во МЭИ, 2005. – 454 с. Есть маневренность
23. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки» / учебное пособие для вузов– М: Издательство «МЭИ», 2002 – 540 стр.
24. Качан С.А. “Режимы работы и эксплуатация ТЭС”, учебно-методический комплекс по учебной дисциплине, Белорусский национальный технический университет, 2015
25. Арсеньев Л.В., Тырышкин В. Г. «Комбинированные установки с газовыми турбинами.» — Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1982 г.—247 с, ил.
26. Яковлев Б.В. “Маневренность ТЭЦ при использовании аккумулирующей способности транзитных теплосетей”, журнал «Новости Теплоснабжения» № 7 (95) 2008 г.
27. Кудрявый В.В. «Комплексная оптимизация режимов работы электростанций с учётом факторов экономичности, экологии и надёжности.», диссертация на соискание учёной степени доктора
28. Кудрявый В.В. «Привлечение турбоагрегатов ТЭЦ к регулированию графиков электрических нагрузок», диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 1990.
29. Аракелян Э.К. Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанций / Э.К. Аракелян, В.А. Старшинов – М. : Изд-во МЭИ, 1993. – 326 с.
30. Аракелян Э.К. Оптимизация и оптимальное управление / Э.К. Аракелян, Г.А. Пикина – М. : Изд-во МЭИ, 2008 – 408 с.

31. Усов С.В., Козаров С.А. «Режимы тепловых электростанций»/ - Л: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1985 – 240 стр.
32. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. «Режимы работы и эксплуатации ТЭС»: учебник для вузов/ - М: Энергия, 1980 – 288 стр.
33. Доброхотов В.И., Жгулев Г.В. «Эксплуатация энергетических блоков»/ - М: Энергоатомиздат, 1987 – 256 стр.
34. Радин Ю.А. «Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок». Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Москва 2013 год
35. Барановский И.Н. УДК 621.165+621.438 «Маневренные характеристики парогазовых установок утилизационного типа», Актуальные проблемы энергетики СНТК 65 стр. 334, Минск 2013 год
36. Хуршудов С.Р. «Оптимизация режимов ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450)», диссертация на соискание степени кандидата технических наук, МЭИ, Москва 2014 год
37. Биленко В.А., Маневская О.А., Меламед А.Д. УДК 621.165:621.438.62-5 “Результаты испытаний системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2» стр. 52-60 журнал «Теплоэнергетика» №10 2008 год
38. Бурцев С.Ю. «Совершенствование структуры и оптимизация режимных параметров автоматической системы управления мощностью ПГУ при её участии в регулировании частоты и мощности в энергосистеме», диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, МЭИ, 2016
39. Коршикова А.А. «Выбор оптимальный параметров, схемы и режимов работы дубль-блочной ПГУ с целью максимального расширения её регулировочного диапазона (применительно к ПГУ-450Т)», диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, МЭИ, 2015

40. Дудолин А.А. «Исследование влияния климатических условий и типа ПГУ на выбор структуры тепловых схем парогазовых ТЭЦ утилизационного типа», диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 2004.
41. Эсмел Гийом «Исследование тепловых схем ПГУ КЭС с выбором оптимальных режимов для условий Кот Д'ивуара»// Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук Москва – 2014 МЭИ
42. Березинец П.А., Крашенинников В.Г., Костюк Р.И., Писковацков И.Н. Динамические характеристики парогазовой установки ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга
43. Ромашова О.Ю., Скребатун Е.А., Соколова Э.Е. «Привлечение парогазовых установок к регулированию графика электрической нагрузки» // стр. 319-326
44. Ольховский Г.Г., Гуторов В.Ф., Радин Ю.А. и другие. Научно-технический отчёт по теме «Разработка маневренной парогазовой установки для эксплуатации в переменной части графика нагрузки» государственный контракт №16.526.12.6019, шифр 2011-2.6-526-015-004
45. Горюнов И.Г., Цанев С.В., Буров В.Д., Долин Р.Н. «Энергетические показатели высокоманевренных парогазовых теплоэлектроцентралей с дожиганием топлива»// Электрические станции, 1997 №2 стр.12-15
46. Кремер В.Л., Ибрагимов Е.С., Старухин Е.Ю., Курбанов Р.З., Рыжиков А.Г. «Характеристики и особенности пусковых режимов ПГУ 1 Уфимской ТЭЦ 2» Турбины и Дизели /июль август 2013 стр.4-
47. Соколов А.А. «Системная эффективность отопительных ПГУ-ТЭЦ в системах теплоэнергоснабжения»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Саратов. гос. техн. ун-т. - Саратов, 2004

48. H. Emberger, E. Schmid, E. Gobrecht Fast Cycling Capability for New Plants and Upgrade Opportunities Siemens Power Generation (PG), Germany © Siemens AG 2005.
49. Michael McManus David Boyce Raymond Baumgartner, Integrated Technologies that Enhance Power Plant Operating Flexibility POWER-GEN International 2007 New Orleans, LA Dec 11-13, 2007, © Siemens AG 2007
50. Аракелян Э.К. Учет особенностей характеристик энергоблоков ПГУ при выборе режимов работы оборудования ТЭЦ / Э.К. Аракелян, В.О. Болонов // Вестник МЭИ. – 2007. №2. С. 42-47.
51. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. –584 с.
52. Цанев, С.В. Газотурбинные энергетические установки / С.В. Цанев, В.Д. Буров и др. под ред. С.В. Цанева. – М. : Издательский дом МЭИ, 2011 - 428 стр.
53. Малахов С.В. «Разработка тепловых характеристик современных энергетических ГТУ при комбинированном производстве электроэнергии и тепла», автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 2012
54. Дорофеев С.Н. «Исследование и оптимизация применения газотурбинных ТЭЦ в энергетике», автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 1998
55. Куликов П.Ф. «Исследование и оптимизация технико-экономических решений при проектировании и эксплуатации газотурбинных ТЭЦ», автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 2000
56. Старостенко Н.В. «Выбор структуры и оптимизация характеристик производственно-отопительных ГТУ-ТЭЦ малой и средней мощности», диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Москва 1996.

57. Кожевников А.И. «Оптимизация режимов работы газотурбинной электростанции с учетом износа оборудования»/ Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук Саратов 2014 ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»
58. Петрушкин А.В. «Эффективность комбинированных систем теплоснабжения» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Саратовский гос. технич. ун-т. - Саратов, 1998.
59. Замоторин Р.В. «Системная эффективность малых ТЭЦ на базе теплофикационных ГТУ»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Саратовский гос. технич. ун-т. - Саратов, 2000.
60. Кузнецов С.В. «Надстройка котельных газотурбинными установками» // «Новости теплоснабжения»
61. Березинец П.А., Терешина Г.Е., Вершинин Л.Б. «Варианты газотурбинной надстройки отопительных котельных» // Энергетик. 1998. № 8.
62. Березинец П.А. «Обоснование целесообразности реконструкции котельных и ТЭЦ с использованием газотурбинных установок» // Журнал «Новости теплоснабжения» № 06 (70), 2006 г
63. Стырикович М.А. «Основные положения концепции выбора систем теплоснабжения с оценкой оптимальных вариантов граничных условий применения отдельной и комбинированной выработки электроэнергии и теплоты» / Научно-исследовательская работа выполнена в Научном совете по комплексной проблеме «Теплофизика и теплоэнергетика» Российской академии наук.
64. Мелентьев Л.А. «Системные исследования в энергетике : Элементы теории, направления развития» / - 2-изд., перераб. и доп. - М. : Наука, 1983. - 455 стр.

65. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики : Учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов / Л.А. Мелентьев. - М. : Высшая школа, 1976. - 336 с. : ил.
66. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; под ред. С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро – 3-е изд. – М: Энергоатомиздат, 1985 – 352 стр.
67. Целевая модель системы перспективного планирования в электроэнергетике// Доклад Минэнерго России, 2017
68. Схема и Программа развития Единой Энергосистемы Российской Федерации 2014-2020 (СиПР ЕЭС РФ 2014-2020)
69. Схема и Программа развития Единой Энергосистемы Российской Федерации 2016-2022 (СиПР ЕЭС РФ 2016-2022)
70. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем/ СО 153-34.20.118-2003
71. Ковалёв Г.Ф., Сеннова Е.В., Чельцов М.Б. и др. «Надёжность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы»/ под редакцией Н.И.Воропая – Новосибирск: Наука, Сибирское предприятие РАН, 1999 – 434 стр.
72. Федотова Г.А. «Резервирование как составляющая часть проблемы надёжности в электроэнергетике» // Надёжность, №1 2014 год, стр. 60-69
73. Балаков Ю.Н., Шевченко А.Т., Шунтов А.В. «Надёжность схем выдачи мощности электростанций»/ - М: Издательство МЭИ, 1993. – 128 стр.
74. Зоркальцев В.И., Пержабинский С.М. «Модель оптимизации дефицита мощности электроэнергетической системы»/ Управление большими системами, Специальный выпуск 30.1 «Сетевые модели в управлении», УДК 519.83+621.311:51.001.57, стр.300-318
75. Беляев Н.А., Егоров А.Е., Коровкин Н.В., Чулный В.С. «Анализ балансовой надёжности как актуальная задача развития

- электроэнергетических систем ЕЭС России» / НТВ Санкт-Петербургского ГПУ – №2 (171) – 2013, стр.44-51
76. Чукреев Ю.А., Чукреев М.Ю. «Сравнительный анализ вероятностных показателей балансовой надёжности и методических принципов их определения при управлении развитием электроэнергетических систем»/ Известия Коми научного центра УрО РАН, Выпуск №3(11), Сыктывкар – 2012, стр.76-81
77. Чукреев Ю.Я. «Проблемные вопросы обоснования средств обеспечения надёжности электроэнергетических систем в новых условиях хозяйствования»/ Известия Коми научного центра УрО РАН, Выпуск №4, Сыктывкар – 2010, стр.66-71
78. Ковалёв Г.Ф., Крупенёв Д.С., Дзюбина Т.В. «Взаимосвязь между снабжением электростанций газом и надёжным функционированием электроэнергетической системы»/ Вестник ИрГТУ №10 (105) 2015, стр.195-200
79. Г.Ф.Ковалёв, Д.С.Крупенёв, Т.В.Дзюбина «Комплексный подход к балансовой надёжности электроэнергетической системы с учётом надёжного снабжения электростанций газом»/ Вестник ИрГТУ №9 (104) 2015, стр.140-145
80. Антонов Г.Н., Черкесов Г.Н., Криворуцкий Л.Д. и др. «Методы и модели исследования живучести систем энергетики»/ - Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1990 – 285 стр.
81. Аверьянов В.К., Карасевич А.М., Федяев А.В. «Системы малой энергетики: современное состояние и перспективы развития»/ - Москва: ООО «Издательский дом «Страховое Ревю», 2008 – в двух томах.
82. Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /– М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с. УДК 620.90-19 ББК-31
83. Массель Л.В., Гальперов В.И. «Проектирование и разработка многоагентной системы оценивания состояния электроэнергетических

- систем»/ Вестник ИрГТУ №10 (105) 2015, стр.27-32
84. Стенников В.А., Жарков С.В., «Методы оценки эффективности энергоснабжения потребителей»// Энергоресурсосбережение и энергоэффективность, № 5 (59) 2014, сентябрь-октябрь стр. 34-40
 85. Стенников В.А., Жарков С.В. «О технической политике в энергоснабжении»/ Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление, 1-3 сентября 2015 г., Иркутск
 86. Бут Д.А., Алиевский Б.Л., Мизюрин С.Р., Васюкевич П.В. «Накопители энергии»: учебное пособие для вузов – М: Энергоатомиздат. 1991 – 400 стр.
 87. Радионов В.Г. «Энергетика: проблемы настоящего и возможности будущего» / - М: ЭНАС, 2010 - 352 стр.
 88. Власкин М.С. «Аккумуляция энергии с помощью алюминия»/ ОИВТ РАН, презентация, 2011 год.
 89. Нестеров Б.П. «Высокоэффективные водородо-бромные электроаккумулирующие энергоустановки»/ Труды III Международного симпозиума по водородной энергетике, 1-2 декабря 2009, стр. 55-57 - М: издательский дом МЭИ – 300 стр.
 90. Рагнер С.В., Нижегородцев Р.М. «Анализ мирового опыта реализации проектов по развёртыванию интеллектуальных сетей: вопросы экономической эффективности»// Теплоэнергетика, 2018, №6, стр. 68-83
 91. SU 1557340 A1 Пиковая парогазовая установка Авторское свидетельство СССР № 941641, кл F 01 K23/06, 1980, Московский энергетический институт, С.В.Цанев, И.М.Чухин и В.С.Цанев
 92. Авторское свидетельство СССР № 635270 Способ регулирования парогазовой установки 01.06.77, Ленинградский политехнический институт, Л.В.Арсеньев, В.А.Иванов, В.А.Фомин и Е.А.Ходак.
 93. Авторское свидетельство СССР № 449164 Способ работы парогазоэнергетической установки 12.06.73, Саратовский политехнический институт, Р.З.Аминов и Д.Н.Гринченко

94. RU 2420664 C2 Электростанция и способ получения энергии с комбинированием циклов 24.08.1999, Роллинс III Вильям Скот
95. RU 2139430 C2 Парогазовая энергетическая установка 07.04.1998
Кубанский государственный технологический университет,
Шерстобитов И.В., Толстенко В.Д., Галушко В.Ф., Филиппчук О.Л.
96. RU 2139430 C2 Способ получения пиковой мощности на парогазовой газотурбинной установке и парогазовая установка для осуществления способа 22.01.1992, Московский государственный авиационный институт, Бакулев В.И., Козляков В.В.
97. US 2010/0077722 A1 Peak load management by combined cycle power augmentation using peaking cycle exhaust heat recovery 30.09.2008,
General Elecyric Company, Ajit Singh Sengar, Saravanan Venkataraman Nattanmai, Shivaprasad Lokanath
98. GB 375597 Improvements in nad relating to Methods of Carrying Peak Loads of Heat Engine Plants 14.08.1931, Hans Holzwarth
99. GB 1164158 A peak load generating installation 11.11.1968, Head Watghtson and Company Limited, Eric Maurice Woolley, George Wright
100. GB 1415411 Electrical power generation process 21.09.1972, Krupp-Koppers Gesellschaft
101. DE 2332180 A1 Verfahren zum Anfahren einer Anlage zur Erseugung von Spitzenstrom und Anlage zur Durchfuehrung aes Verfahrens (Способ запуска установки по созданию пикового тока и установка для осуществления данного способа), 25.06.1973, Steag AG, R.H. Barh, Eduard Betzier, W. Herrmann-Nrentepohl
102. DE 10124492 A1 Verfahren zum Betrieb eines Kombikrftwerkes bei unterschiedlichen Netzanforderungen (Способ эксплуатации установки комбинированного цикла при различных требованиях к сети), 19.05.2001, Alstom, U. Rosler
103. JPS 58176407A Способ выработки электроэнергии по многоосному комбинированному циклу 8.04.1982, Nippon Sanso Corporation, Hiroshi

- Ishii, Hidetake Okada, Teruji Kaneko
104. РД 34.25.503-2003 «Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт».
 105. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (действуют с 01 апреля 2017 г.)
 106. СТО 70238424.27.100.016-2009 «Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»
 107. РД 34.25.107 от 01.09.1986 и РД 10-577-03 от 18.06.2003
 108. СТО 70238424.27.100.007-2008 «Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования.»
 109. Газотурбинная установка ГТЭ-160. Руководство по эксплуатации. ОАО «Силовые машины»
 110. РД 34.25.504 (НР 34-70-113-86) «Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне»/ Срок введения в действие с 01.09.87г.
 111. СТО СО-ЦДУ-ЕЭС 001-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты»
 112. СТО 59012820.27.002-2013 Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (в редакции изменения, введённого в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 21.07.2016 №182)
 113. СТО 59012820.27.100.004-2012 «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.»
 114. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»
 115. J. Charles Solt Kleifelder Incorporated Status of low NO_x combustor

- development, International Gas Turbine and Aerorngine Congress and Exposition, Cincinnati, Ohio, May 24-27 1993
116. Каталог энергетического оборудования – 2015, Турбины и Дизели.
 117. C.J. Etheridge Solar Turbines Incorporated MARS SoLoNO_x – LEAN PREMIX COMBUSTION TECHNOLOGY IN PRODUCTION, International Gas Turbine and Aerorngine Congress and Exposition, The Hague, Netherlands, June 13-16 1994
 118. Matthew E. Thomas, Mark J. Ostrander, Andy D. Leonard, Mel Noble, Colin Etheridge MarsTM SoloNO_x Cobustion system CFD Modeling, International Gas Turbine and Aerorngine Congress and Exposition, Houston, Texas, June 5-8 1995
 119. Лавров В.Н., Постников А.М., Цыбисов Ю.И., Мальчиков Г.Д., Гребенев В.В., Морозов А.В. «Разработка системы низкоэмиссионного горения топлива в газотурбинных установках.» УДК 621.452.322
 120. Филиппов С.П., Дильман М.Д. «Перспективы научно-технологического развития энергетики» / ИНЭИ РАН, доклад Заседание НТС «РАО ЕЭС России», 7 июня 2018 года, НИУ «МЭИ».
 121. Чучуева И.А. “Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки.”, электронный журнал “Наука и Образование. МГТУ им. И.Э.Баумана.” 2016 год, №02, стр.135-165.
 122. Денисов В.И., «Обоснование тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, выводимых на Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности)», Электрические станции, 1999 год, №10, стр. 18-27.
 123. Денисов В.Е., Кацнельсон Г.Г. “О преимуществах эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ”, Электрические станции, 1989 год, №11, стр. 7-10.

124. Попырин Л.С., Денисов В.И., Светлов К.С., «О методах распределения затрат на ТЭЦ», Электрические станции, 1989 год, №11, стр. 20-25.
125. Стенников В.А., Жарков С.В. «Методы оценки эффективности энергоснабжения потребителей», Энергобезопасность и энергосбережение, 2014 год, №5(59), стр. 34-40.
126. Хлебалин Ю.М. «Теплофикация и второй закон термодинамики», Вестник СПбГУ 2011 год, №1 (54), вып. 3, стр. 94-101.
127. Жарков С.В. «О разделении затрат на отпускаемые ТЭЦ электроэнергию и тепло», Энергия: экономика, техника, экология., 2008 год. №6, стр. 8-16.
128. Новичков И.А., «Совершенствование экономического механизма формирования тарифов на региональном рынке тепловой энергии», Диссертация на соискание учёной степени кандидата экономических наук, ИГЭУ, 2007 год.
129. Коростелева Т.С. «Формирование процедур распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ в рыночных условиях хозяйствования», автореферат диссертации на соискание степени кандидата экономических наук, Самара, 2005 год.
130. Хараим А.А. «Как рассчитать тарифы на электрическую и тепловую энергию, произведенную на ТЭЦ, не прибегая к делению топлива», «Новости теплоснабжения», 2003г., №11,
131. Сухарева Е.В. УДК 620.9, 338.5 «Методы распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ», журнал «Транспортное дело России», №2 2015 год, стр. 43-45.
132. Султанов М.М. «Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности», Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук», Москва, МЭИ, 2010 год.
133. Жарков С.В., «Как оценить эффективность энергоснабжения», Энергетик, 2008 год, № 8. стр. 4—9.

134. Роголёв Н.Д., Зубкова А.Г., Мастерова И.В. и др., «Экономика энергетики: учебное пособие для вузов», Издательство МЭИ, 2008 год.
135. Новичков И.А. «Применение метода «отключений» на основе треугольника Гинтера при расчёте себестоимости производства электрической и тепловой энергии на Ивановской ТЭЦ-1», Вестник ИГЭУ, выпуск 1, 2007 год, стр. 39-41.
136. Киселёв Г.П. «Варианты расчёта удельных показателей эффективности работы ТЭЦ», Издательство МЭИ, 2003 год, стр. 32.
137. Хрилёв Л.С., Малафеев В.А., Хараим А.А., Лившиц И.М. «Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ», Теплоэнергетика, 2003 год, №4, стр. 45-54.
138. Малафеев В.А., Смирнов И.А., Хараим А.А., Хрилёв Л.С., Лившиц И.М. «Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях», Теплоэнергетика, 2003 год, №4, стр. 55-63.
139. Семенов В.Г. «Анализ возможности работы ТЭЦ на рынке электрической энергии», Новости теплоснабжения, 2002 год, № 12. стр. 45—47.
140. Пустовалов Ю.В., «К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ», Теплоэнергетика, 1992 год, №9, стр.48-55.
141. Цанев С.В. «Расчет показателей тепловых схем и элементов парогазовых и газотурбинных установок электростанций» / С. В. Цанев, В.Д. Буров и др. под общ. ред. С.В. Цанева – М. : Издательский дом МЭИ, 2000. – 72 с.
142. Трухний А.Д. «Парогазовые установки электростанций» / учебное пособие – М: издательский дом «МЭИ», Москва, 2015 – 667 стр.
143. Охотин В.С. «Циклы газотурбинных и парогазовых установок» / под редакцией Д.Д.Калафати – М: МЭИ, 1984 – 52 стр.
144. Рыжкин В.Я., Цанев С.В. «Тепловые схемы и показатели газотурбинных и парогазовых электростанций» - М: МЭИ, Москва – 1980 – 29 стр.

145. Цанев С.В., Буров В.Д., Дудолин А.А. «Газотурбинные и парогазовые установки с впрыском пара: учебное пособие»- М: издательский дом МЭИ, 2010 – 80 стр.
146. Цанев С.В., Буров В.Д., Торжков В.Е. «Выбор начальных параметров пара конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами одного давления: учебное пособие» / - М: издательство МЭИ, 2004 – 52 стр.
147. Цанев С.В., Буров В.Д., Соколова М.А., Торжков В.Е. «Методика расчёта тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций» : методическое пособие / издательство МЭИ, 2004 – 48 стр.
148. Трухний А.Д., Романюк А.А. «Расчёт тепловых схем утилизационных парогазовых установок: учебное пособие» / -М: издательский дом МЭИ, 2006 – 40 стр.
149. Цанев С.В., Буров В.Д., Дорофеев С.Н. и др. «Расчёт показателей тепловых схем и элементов парогазовых и газотурбинных установок электростанций: учебное пособие» / под редакцией В.В.Чинова – М: Издательство МЭИ, 2000 – 72 стр.
150. Соколов Е.Я., Мартынов В.А. «Методы расчётов основных энергетических показателей паротурбинных, газотурбинных и парогазовых теплофикационных установок»/ под редакцией В.М.Качалова – М: издательство МЭИ, 1996 -102 стр.
151. Зысин Л.В. «Парогазовые и газотурбинные установки», Санкт-Петербург, Издательство Политехнический университет 2010
152. Ольховский Г.Г. «Перспективы совершенствования тепловых электростанций»/ Ольховский Г.Г. Тумановский А.Г. // Электрические станции. – 2000. – № 1. – с. 63-70.
153. Ольховский Г.Г. «Развитие теплоэнергетических технологий.» / Газотурбинные и парогазовые установки / Г. Г. Ольховский // Развитие теплоэнергетики (Сб. науч. Ст.). – М.: «ВТИ»,1996. – с. 59-64.

154. Березинец П.А., Ольховский Г.Г. «Перспективы применения газотурбинных и парогазовых установок в тепловой энергетике»// Открытая информационная система «Наилучшие доступные и перспективные природоохранные технологии в энергетике России», МЭИ
155. Ольховский Г.Г. «Газотурбинные и парогазовые установки за рубежом.» – М.: Теплоэнергетика,1999.
156. Арсеньев Л. В. «Комбинированные установки с паровыми и газовыми турбинами» / Л. В.Арсеньев, В. А. Черников. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1996.–322 с.
157. Шапошников В.В. «Повышение эффективности ГТУ и ПГУ путём совершенствования тепловых схем и оптимизации параметров»/ Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук Краснодар – 2015, ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»
158. Тумановский А.Г., Научно-технический отчёт по теме «Разработка всережимной парогазовой установки мощностью 20-25 МВт для электроснабжения небольших городов и городских районов» государственный контракт №16.526.11.6016, шифр 2012-2.6-16-526-0008-011
159. Тумановский А.Г., «Разработка всережимной теплофикационной парогазовой установки мощностью 20/25 МВт для распределённой энергетики»/ доклад ВТИ, июнь 2014.
160. RU 2488004 С2 Энергетическая парогазовая установка 18.08.2011
Весенгириев А. М.
161. RU 2420664 С2 Многорежимная теплофикационная установка, 18.05.2009, Самарский государственный технический университет, Шелудбко Л. П.
162. RU 2163671 С2 Парогазовая энергетическая установка 15.06.1999
Кубанский государственный технологический университет,

- Шерстобитов И.В., Толстенко В.Д., Галушко В.Ф.
163. JPH 07102908A Электростанция комбинированного цикла с дожиганием 8.10.1993, Toshiba Engineering Co. Ltd., Takao Suzuki, Tadashi Honda
 164. Рожнов С.П. «Оптимизация параметров и системная эффективность газопаровых установок» / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Саратов 2014, ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»
 165. Газотурбинная ТЭЦ нового поколения с агрегатами ГТЭ-009МЭ, Энергомаш - 2005
 166. Техническое предложение на поставку газотурбинной электростанции ГТЭС-16ПА/ ОАО «Авиадвигатель», Пермь - 2008
 167. Сулимов Д.Д., Афанасьев И.П. «ГТЭС-16ПА в г. Сибай – электростанция когенерационного цикла»/ Турбины и дизели, январь-февраль 2011, стр. 38-41
 168. Энергетический газотурбинный агрегат ГТА-25PM(П) блочно-контейнерного исполнения с двигателем ПС-90ГП-25А. Техническое предложение. ОДК Газовые турбины - 2014
 169. Энергетический газотурбинный агрегат ГТЭ-16, Уральский турбинный завод, Екатеринбург
 170. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации» // НРЭ - 2017 - №7, стр. 6 -16
 171. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Влияние пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации» // НРЭ - 2018 - №5, стр. 31-39
 172. S S Beloborodov, A A Dudolin «Analysis of the adjustment range in the ups russia and ways of its improvement in the creation of new power facilities» // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 891 (2017) 012199, p. 1-11

173. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ регулировочного диапазона в ЕЭС России и пути его совершенствования при создании новых энергообъектов» // материалы международной конференции «Современные проблемы теплофизики и энергетики», тезисы доклада: 9-11 октября 2017 года, издательский дом МЭИ, стр. 39-41, УДК 536.2-621 ББК 31.3 М341.
174. Белобородов С.С. «Зависимость стоимости электрической энергии от пусков и остановов энергетического оборудования» // «Новости Теплоснабжения» - 2014 - №9 (169) стр. 18-20
175. Белобородов С.С., Дудолин А.А. «Анализ конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла» // «Вестник МЭИ» - 2018 - №2, стр. 21-29
176. Каталог продукции. Turbomach, A Caterpillar Company -2008
177. Предложение на поставку водогрейного котла-утилизатора, Энергомаш, Белгород - 2014
178. Левин Б.И. «Паровая винтовая машина для надстройки паровой котельной до мини-ТЭЦ»/ Энергетика и промышленность России, №3 (55), март 2005.
179. Сайт СО ЕЭС России: so-uhs.ru /Глоссарий
180. Белобородов С.С. Патент на полезную модель №147509 Тепловая электростанция 05 августа 2014 года
181. Белобородов С.С. Патент на полезную модель №147754 Тепловая электростанция 05 августа 2014 года
182. Белобородов С.С. Ненашев А.В. Патент на полезную модель №140621 Тепловая электростанция 23 января 2014 года
183. Белобородов С.С. Ненашев А.В. Патент на полезную модель №141428 Энергетическая установка 31 декабря 2013 года
184. Березин С.Р., Белобородов С.С., Ведайко В.И., Левин Б.И. Свидетельство на полезную модель RU 9482 U1 Тепловая

- электростанция 30 октября 1996 года
185. Отчёты о результатах торгов по зонам свободного перетока// сайт АО «АТС»
 186. Архипов А., Долматова М. «Два года новой модели ВСВГО» // Энергорынок 02 (137) МАРТ 2016 стр.52-58
 187. Белобородов С.С. «Оптимальная структура генерации и правила рынка» // материалы международной энергетической конференции всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) -2017», тезисы доклада: ИНП РАН, 7-8 ноября 2017 год, стр. 206-208, УДК 620.9 ББК 31 М43
 188. «Норматив удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок»/ - учебно-методическое пособие, ВТИ, Москва, 2013 г.
 189. Макаревич Е.В., Буров В.Д., Макаревич В.В., Варапсина Н.В. «Оценка эффективности инвестиционных проектов в теплоэнергетике: учебное пособие» / - М: Издательский дом МЭИ, 2013 – 98 стр.

Приложение 1. Акт о внедрении результатов

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

по содействию внедрению энергоэффективных технологий
«ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ГОРОД»

ИНН/КПП 7701062696/770101001
105094, Москва, Семеновская набережная,
д. 2/1, стр.1, офис 311
Телефон (495) 360-87-40, (495)360-76-40
факс (495) 360-87-40
e-mail: mail@npeg.ru
www.energsovet.ru

УТВЕРЖДАЮ

Президент НП «Энергоэффективный
город»
Семёнов В.Г.



«11» октября 2018 года

О внедрении результатов
Кандидатской диссертационной работы
Белобородова Сергея Сергеевича

Комиссия в составе:

Семёнов Виктор Германович, Президент, к.т.н. - Председатель
Ганин Игорь Алексеевич, Вице-президент, к.э.н.
Барков Борис Владимирович, д.т.н.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Белобородова Сергея Сергеевича «Многофакторный анализ и исследование высокоманевренной ТЭС в системах электро- и теплоснабжения» представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук использованы в бизнес процессах разработки Схем теплоснабжения городов и муниципальных образований.

При разработке схем теплоснабжения используются следующие результаты диссертационной работы Белобородова С.С.:

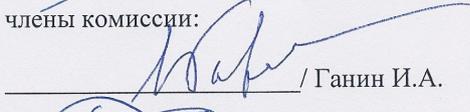
- методический подход к определению конкурентоспособности комбинированной выработки по сравнению с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической энергии и тепла;
- методический подход к определению соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления.

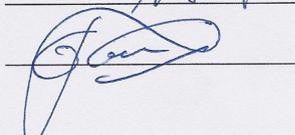
Применение указанных подходов позволило оценить конкурентоспособность комбинированной выработки ТЭЦ, объём выработки тепловой энергии в теплофикационном режиме, риски снижения доли комбинированной выработки ТЭЦ в балансе производства тепловой энергии в результате ограничений по электрическим режимам при разработке Схем теплоснабжения Санкт-Петербурга, Липецка и Ярославля, программы развития электростанций Улан-Удэ.

Председатель комиссии:

 / Семёнов В.Г.

члены комиссии:

 / Ганин И.А.

 / Барков Б.В.

Приложение 2. Расчёты высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в среде Thermoflow

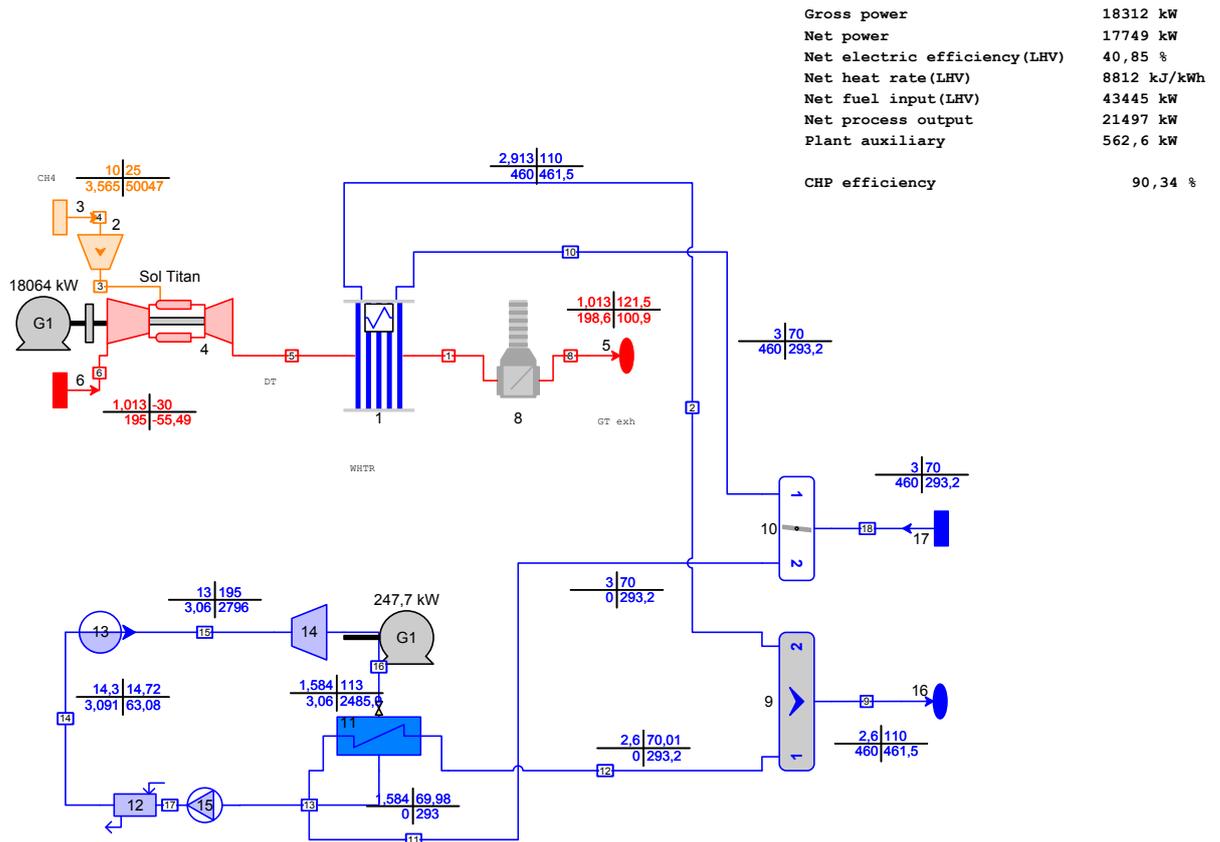


Рисунок 1пр. Титан-130, температура воздуха -30°C, нагрузка 100%, полная схема.

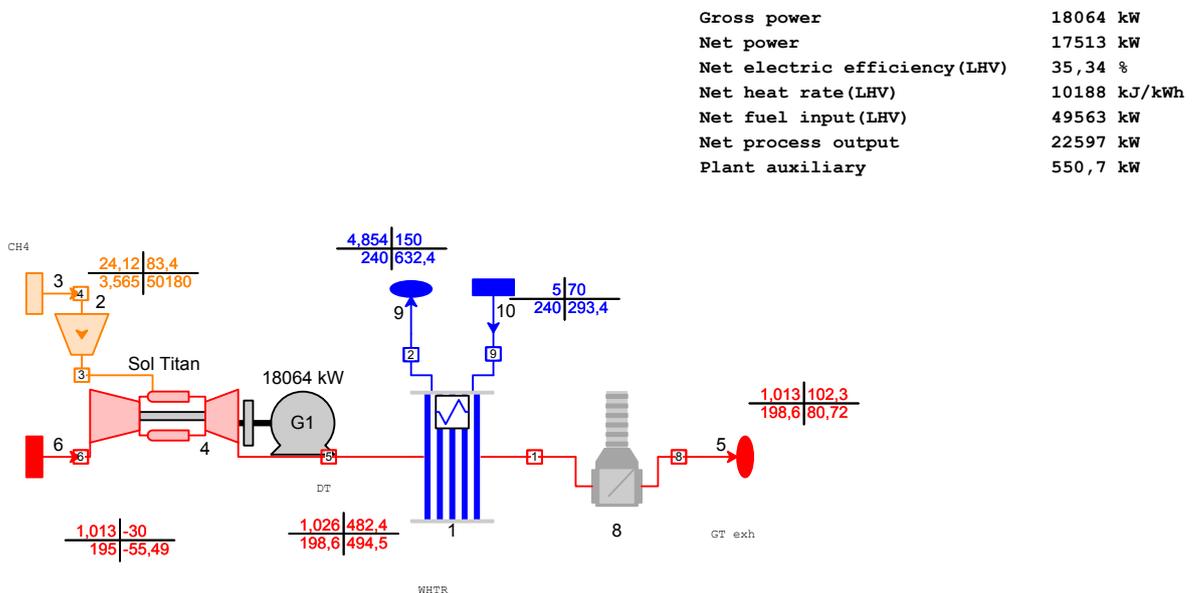


Рисунок 2пр. Титан-130, температура воздуха -30°C, нагрузка 100%.

GT PRO 20.0 User	
Gross Power	18092 kW
Net Power	17580 kW
Aux. & Losses	512,1 kW
LHV Gross Heat Rate	9865 kJ/kWh
LHV Net Heat Rate	10153 kJ/kWh
LHV Gross Electric Eff.	36,49 %
LHV Net Electric Eff.	35,46 %
Fuel LHV Input	49579 kWth
Fuel HHV Input	55014 kWth
Net Process Heat	22591 kWth

Ambient
1,013 P
-30 T
60% RH

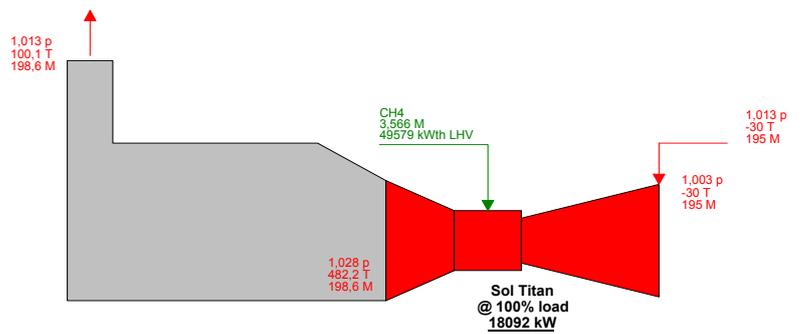


Рисунок 3пр. Титан-130, температура воздуха -30°C.

GT PRO 20.0 User	
Gross Power	6598 kW
Net Power	6259 kW
Aux. & Losses	339,4 kW
LHV Gross Heat Rate	13620 kJ/kWh
LHV Net Heat Rate	14359 kJ/kWh
LHV Gross Electric Eff.	26,43 %
LHV Net Electric Eff.	25,07 %
Fuel LHV Input	24964 kWth
Fuel HHV Input	27701 kWth
Net Process Heat	13822 kWth

Ambient
1,013 P
30 T
60% RH

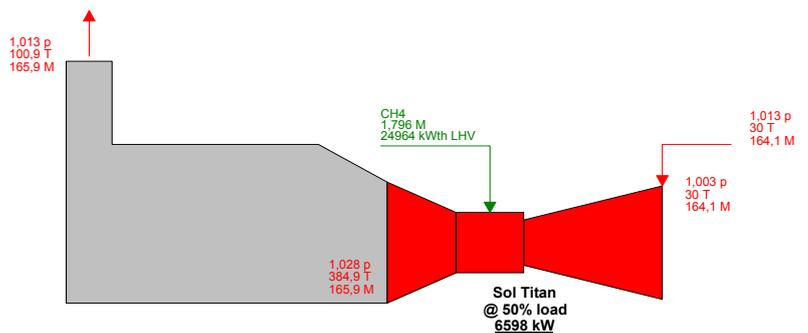


Рисунок 4пр. Титан-130, температура воздуха -30°C, нагрузка 50%.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 15857 kW
 Net Power 15379 kW
 Aux. & Losses 478,6 kW
 LHV Gross Heat Rate 10142 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10457 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 35,5 %
 LHV Net Electric Eff. 34,43 %
 Fuel LHV Input 44673 kWth
 Fuel HHV Input 49570 kWth
 Net Process Heat 21788 kWth

Ambient
 1,013 P
 -3,6 T
 60% RH

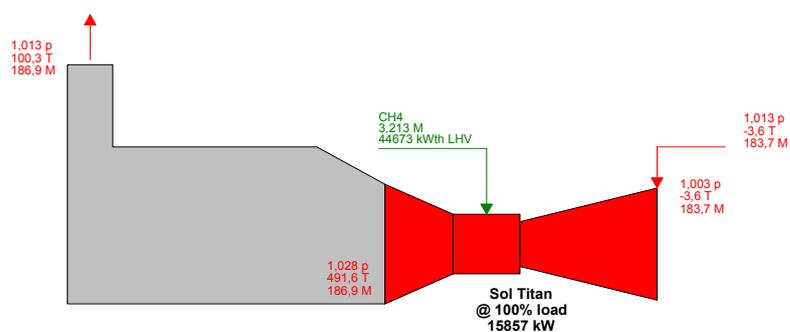


Рисунок 5пр. Титан-130, температура воздуха -3,6°C.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 14762 kW
 Net Power 14302 kW
 Aux. & Losses 460,7 kW
 LHV Gross Heat Rate 10221 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10550 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 35,22 %
 LHV Net Electric Eff. 34,12 %
 Fuel LHV Input 41913 kWth
 Fuel HHV Input 46507 kWth
 Net Process Heat 21325 kWth

Ambient
 1,013 P
 15 T
 60% RH

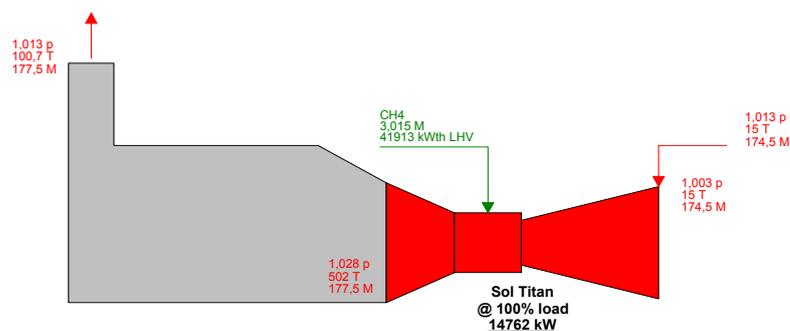


Рисунок 6пр. Титан-130, температура воздуха +15°C, нагрузка 100%.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 11073 kW
 Net Power 10668 kW
 Aux. & Losses 404,5 kW
 LHV Gross Heat Rate 11036 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 11455 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 32,62 %
 LHV Net Electric Eff. 31,43 %
 Fuel LHV Input 33945 kWth
 Fuel HHV Input 37666 kWth
 Net Process Heat 17258 kWth

Ambient
 1,013 P
 15 T
 60% RH

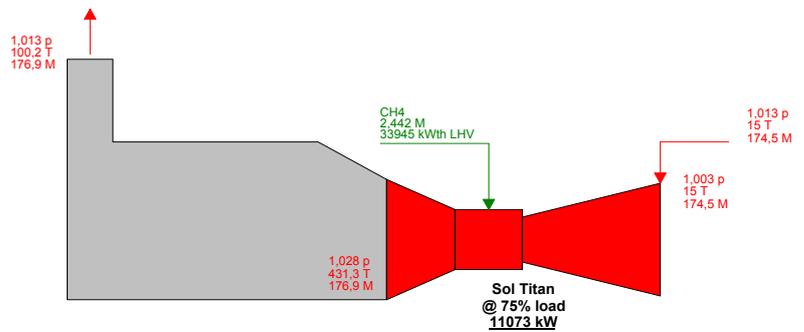


Рисунок 7пр. Титан-130, температура воздуха +15°C, нагрузка 75%.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 16000 kW
 Net Power 15558 kW
 Aux. & Losses 441,8 kW
 LHV Gross Heat Rate 10142 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10430 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 35,5 %
 LHV Net Electric Eff. 34,52 %
 Fuel LHV Input 45075 kWth
 Fuel HHV Input 50016 kWth
 Net Process Heat 21145 kWth

Ambient
 1,013 P
 -3,6 T
 60% RH

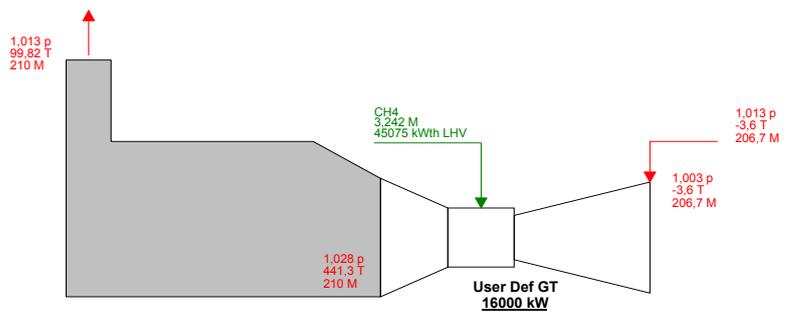


Рисунок 8пр. ГПА-16, температура воздуха -3,6°C.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 16000 kW
 Net Power 15562 kW
 Aux. & Losses 437.9 kW
 LHV Gross Heat Rate 9865 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10143 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 36.49 %
 LHV Net Electric Eff. 35.49 %
 Fuel LHV Input 43846 kWth
 Fuel HHV Input 48653 kWth
 Net Process Heat 18449 kWth

Ambient
 1,013 P
 -30 T
 60% RH

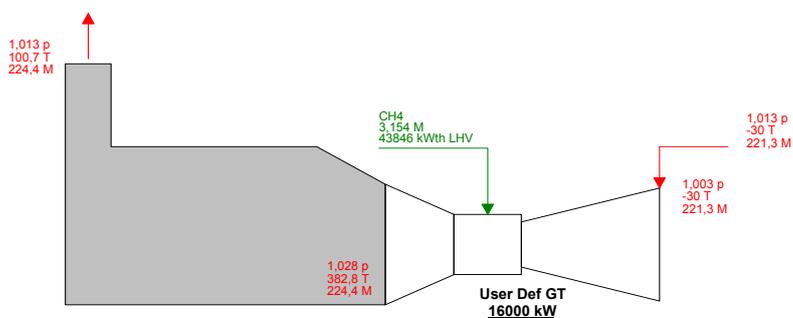


Рисунок 9пр. ГПА-16, температура воздуха -30°C.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 16000 kW
 Net Power 15555 kW
 Aux. & Losses 444,8 kW
 LHV Gross Heat Rate 10378 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10675 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 34.69 %
 LHV Net Electric Eff. 33.73 %
 Fuel LHV Input 46123 kWth
 Fuel HHV Input 51179 kWth
 Net Process Heat 23742 kWth

Ambient
 1,013 P
 15 T
 60% RH

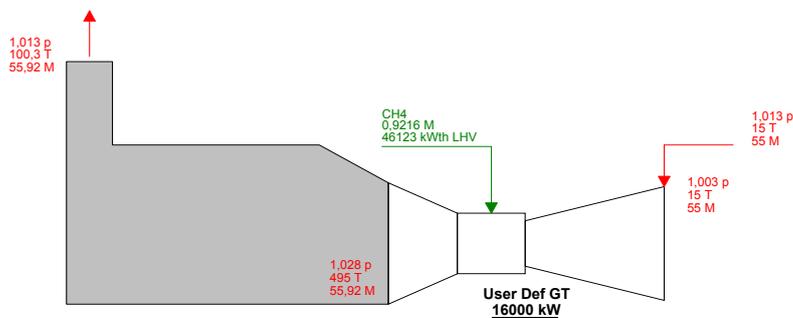


Рисунок 10пр. ГПА-16, температура воздуха +15°C.

GT PRO 20.0 User
 Gross Power 13859 kW
 Net Power 13459 kW
 Aux. & Losses 400,5 kW
 LHV Gross Heat Rate 10553 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 10867 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 34,11 %
 LHV Net Electric Eff. 33,13 %
 Fuel LHV Input 40626 kWth
 Fuel HHV Input 45079 kWth
 Net Process Heat 21918 kWth

Ambient
 1,013 P
 30 T
 60% RH

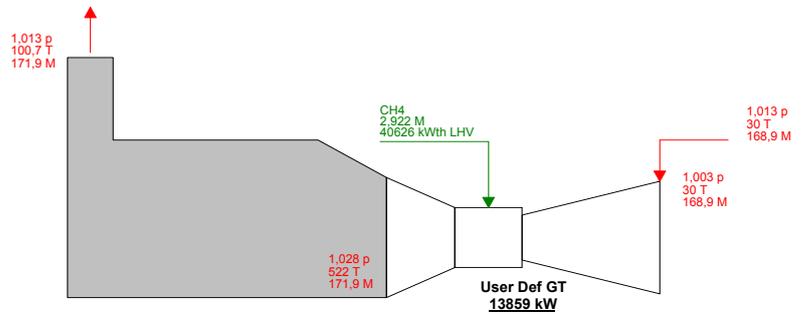


Рисунок 11 пр. ГПА-16, температура воздуха +30°C.

Gross power	247,7 kW
Gross electric efficiency (LHV)	11,61 %
Net power	236,8 kW
Net electric efficiency (LHV)	11,1 %
Net process output	1682,1 kW
CHP efficiency	89,94 %

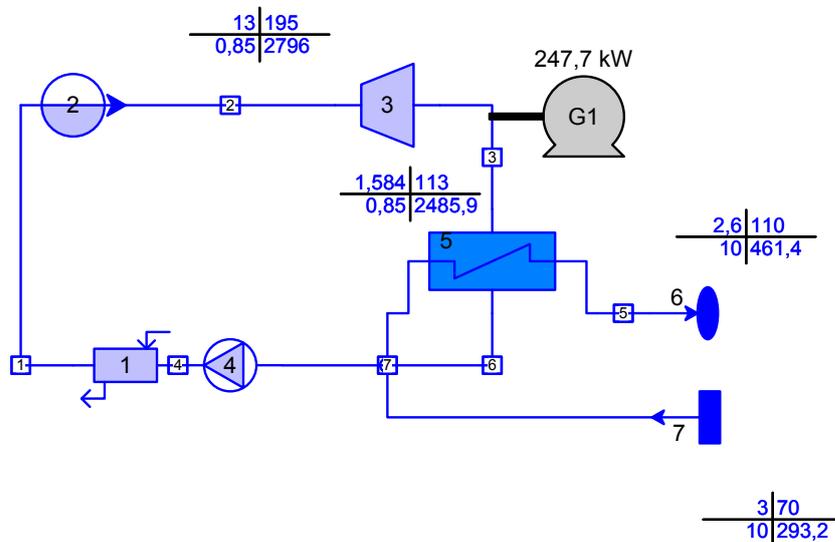


Рисунок 12 пр. ГТУ отключена, график тепловой сети 110/70.